

АННОТАЦИЯ

ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЕЛГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТАТАРСТАН) ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГИС

В данной работе рассматривается применение комплекса методов каротажа при изучении месторождений на примере Елгинского нефтяного месторождения.

Используя данные, полученные по исследованиям скважин комплексом методов каротажа, и петрофизическую информацию были выделены породы-коллекторы, определены их параметры и характер насыщения. Также была проведена корреляция разрезов трех выбранных скважин. Интерпретация выполнена в программном комплексе Petrel 2013.

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения и библиографического списка использованной литературы. Объем данной работы 62 страницы, в ее состав включены 24 рисунка и 2 таблицы.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, каротаж, породы-коллекторы, петрофизические исследования керна.

ABSTRACT

EXPLORATION AND EVALUATION OF TERRIGENOUS AND CARBONATE RESERVOIRS AT THE ELGINSKOYE OIL FIELD (TATARSTAN) USING THE COMPLEX OF WELL LOGGING METHODS

In this paper, the application of a complex of logging methods is considered using the example of the Elginsky oil field.

Using the data obtained from well studies with a complex of logging methods, and petrophysical information, reservoir rocks were identified, their parameters and saturation character were determined. Correlations were also made in the sections of the three selected wells. Interpretation is performed in the Petrel 2013 software package.

The work consists of an introduction, four chapters, conclusion and a bibliographic list of used literature. The volume of this work is 62 pages, it includes 24 figures and 2 tables.

Key words: well logging, logging, reservoir rocks, petrophysical core research.

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	8
1.1 Общая характеристика района Елгинского нефтяного месторождения	8
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	11
1.3 Тектоническая структура района	17
1.4 Нефтегазонасыщенность Елгинского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов	20
2 КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ЕЛГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	23
2.1 Метод кажущегося сопротивления (КС)	23
2.2 Боковой каротаж (БК)	26
2.3 Индукционный каротаж (ИК)	29
2.4 Метод микрозондов (микрокаротаж)	31
2.5 Метод потенциалов собственной поляризации	31
2.6 Гамма-каротаж	35
2.7 Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П)	36
2.8 Нейтронный гамма-каротаж (НГК)	37
2.10 Кавернометрия	40
3 МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ	41
3.1 Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов	41
3.2 Определение пористости	43
3.2.1 Определение пористости по ГГК-П	43
3.2.2 Определение пористости по нейтронному-гамма каротажу	44
3.3 Определение глинистости по данным гамма-каротажа (ГК)	44
3.4 Определение коэффициента абсолютной проницаемости	45
3.5 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	45
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА ЕЛГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	47
4.1 Выделение коллекторов	48
4.2 Определение глинистости	51
4.3 Определение пористости	52

4.4 Определение абсолютной проницаемости	54
4.5 Определение коэффициента нефтенасыщенности	56
4.6 Межскважинная корреляция	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	61

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

БК – боковой каротаж
ВНК – водонефтяной контакт
ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ДС – диаметр скважины
ЕРЭ – естественные радиоактивные элементы
ИК – индукционный каротаж
КВ – кавернометрия
КС – каротаж сопротивлений
МБК – микробоковой каротаж
МГЗ – микроградиент-зонд
МКЗ – микрозондирование
МПЗ – микропотенциал-зонд
НГК – нейтрон-гамма каротаж
ПС – каротаж самопроизвольной поляризации
УЭС – удельное электрическое сопротивление
ЧВЗ – чисто водяная зона
ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ВВЕДЕНИЕ

Применение методов каротажа или геофизических исследований скважин (ГИС) - неотъемлемая часть изучения нефтяных и газовых скважин. Большинство скважин бурится без керна из-за значительных затрат при реализации бурения с керном. Поэтому данные каротажа используются геологами как главный инструмент для изучения геологического разреза скважины, определения параметров коллекторов и изучения строения месторождения при подсчете запасов и его разработке.

В практике каротажа для различных скважинных условий и различных нефтегазоносных провинций установились определенные комплексы геофизических исследований скважин. Комплекс методов решает основные задачи каротажа, такие как литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных интервалов, получение параметров для подсчета запасов месторождения, корреляция разрезов скважин и др. Полученные результаты необходимы для принятия правильных решений при осуществлении разведки, мониторинга разработки и построения геологических моделей месторождения.

Елгинское нефтяное месторождение (Республика Татарстан) относится к сложным, насчитывая по разрезу четыре продуктивных горизонта, которые в свою очередь подразделяются на пласты и пропластки. Продуктивными отложениями являются терригенные пласты-коллекторы девона, нижнего карбона и карбонатные породы девона. Терригенные коллекторы, сложенные песчаниками и алевролитами, относятся к типу поровых, средне- и высокеемких, низко- и высокопроницаемых. Карбонатные коллекторы, сложенные известняками различных структурных разностей, относятся к типу трещинно-поровых, низко- и среднеемких, среднепроницаемых. Месторождение было открыто 1969 году и введено в эксплуатацию в 1995 году.

Цель бакалаврской работы:

Изучение возможностей и особенностей применения комплекса методов каротажа на Елгинском нефтяном месторождении.

Задачи:

- Изучение геологического строения Елгинского нефтяного месторождения и особенностей продуктивных коллекторов;
- Ознакомление с комплексом каротажа, применяемым на Елгинском нефтяном месторождении

- Рассмотрение методик изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов;

- Интерпретация данных каротажа по скважинам месторождения в программном комплексе Petrel 2013 с использованием петрофизической информации по данным исследования кернового материала, выделение коллекторов и оценка их параметров.

Работа была выполнена с использованием оборудования и программных средств РЦ «Геомодель» СПбГУ. Использовались материалы, полученные автором во время прохождения производственной практики в компании ООО «ТНГ-Казаньгеофизика».

1 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общая характеристика района Елгинского нефтяного месторождения

Елгинское нефтяное месторождение приурочено к Татарскому своду, расположенному в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (рис. 1.1).

В административном отношении лицензионный участок Елгинского нефтяного месторождения расположен на территории Заинского, Тукаевского и Сармановского районов Республики Татарстан (рис. 1.2). Основными населенными пунктами на участке являются деревни: Ляки, Верх. Чершилы, Усаево, Шигаево, Таш-Елга, связанные между собой грунтовыми и асфальтированными дорогами. Шоссейная дорога сообщением пос. Сарманово - г. Набережные Челны проходит по восточной границе исследуемой площади.

В гидрографическом отношении район работ расположен в бассейне рек Иганя и Иныш и осложнены мелкими водотоками и родниками. Долины их хорошо разработаны, имеют явно выраженные пойменные и надпойменные террасы. Имеется около 50 озер, которые интенсивно используются.

Рельеф местности представляет собой равнинное всхолмленное плато. Максимальные абсолютные отметки высот рельефа - + 220 м, минимальные – + 100 м. Для рельефа типична асимметрия – разносторонность, указывающая на древний возраст речных долин. В южной части района встречаются карстовые формы рельефа, связанные с растворением известняков и доломитов нижнеказанского подъяруса пермской системы. Эти растворимые водой породы выходят на поверхность в долинах рек.

Лесные массивы расположены в западной части участка, большая часть остальной территории занята сельскохозяйственными угодьями. Леса представлены лиственными породами: дуб, липа, береза, осина, вязь. В балках, логах, эрозионных понижениях, в поймах рек большое распространение имеют заросли кустарники: ивняк, ольшник, шиповник и др. В составе растительности естественных лугов и пастбищ преобладает семейство злаковых.

Основной фон почвенного покрова составляют черноземы различных типов.

Климат района умеренно континентальный. Среднегодовая температура воздуха за последние годы наблюдений равна +2,7 °С. Осадки холодного периода (ноябрь-апрель) колеблются в районе от 210 до 220 мм. За теплый период (апрель-октябрь) в среднем выпадает 300 мм осадков[2].

др.) и ЗСМ. Выполненные работы позволили выделить зоны повышенной трещиноватости и перспективные участки на поиски залежей нефти.

В 1959, 1961, 1965 гг. были проведены детальные и высокоточные гравиразведочные съемки. Составлены карты аномалий силы тяжести и аномалий магнитного поля, построена карта поверхности кристаллического фундамента, выделена система тектонических нарушений кристаллического фундамента и связанных с ними зон повышенной трещиноватости пород осадочного чехла.

Первые сейсморазведочные работы МОГТ в пределах Елгинского месторождения проведены в 1976 г. с.п. 9-10/76 трестом «ТНГФ», в последующие годы с.п. 11-12/88, 9-10/90, 11-12-91, 11/92, 9/96 и др.

В 2007-2008 гг. с.п. 5/06 и с.п. 5/07-15 выполнили детализационные работы МОГТ 2D и 3D. На основе работ уточнены структурные планы по основным отражающим горизонтам, выделены зоны разрывных нарушений и грабенообразных прогибов, уточнены контуры залежей нефти Елгинского месторождения, контролируемых Восковой, Лякинской, Северо-Лякинской, Ленской, Южно-Тавлуковской и Ягужинской структурами.

С целью оценки перспектив нефтеносности выявленных сейсмических поднятий на изучаемой территории ООО «ТНГ-Казаньгеофизикой» были проведены комплексные геофизические и геохимические исследования в 2007-2010 гг.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Геологический разрез Елгинского и Винокуровского лицензионных участков изучен достаточно хорошо (рис. 1.3). Сведения о геологическом строении Елгинского месторождения содержатся в отчетах Ю.В.Булгакова (2008) [9] и А.А. Драгунова [10].

Промышленные нефтепроявления Елгинского месторождения связаны с девонско-нижнекаменноугольными отложениями.

По литологическому составу и физическим характеристикам девонско-нижнекаменноугольные отложения подразделяются на ряд разнофациальных комплексов:

1. Нижний терригенный;
2. Нижний карбонатный;
3. Средний терригенный.

Нижний терригенный комплекс залегает непосредственно на породах кристаллического фундамента и включает в себя образования элювия фундамента, ардатовского (старооскольского) и муллинского горизонтов живетского яруса среднего

девона, пашийского и тиманского (кыновского) горизонтов нижнефранского подъяруса верхнего девона.

Отложения пашийского горизонта представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина пашийских отложений колеблется от 7.2 до 35.2 м, чаще составляя 15-20 м. В разрезе пашийского горизонта выделяется продуктивный пласт D_1 , состоящий из двух прослоев, индексируемых как D_{1a+b} (верхний) и $D_{1в}$ (нижний). Прослои эти разделены пачкой аргиллитов толщиной 4-6 м, выдержанной по простиранию и по разрезу [9].

Тиманский горизонт представлен двумя пачками: нижней – терригенной и верхней – карбонатно-аргиллитовой. В пределах Елгинского месторождения в разрезе тиманского горизонта продуктивным является пласт-коллектор D_0 , залегающий в средней части горизонта между пачками хорошо выдержанных в пространстве аргиллитов. Толщина пласта D_0 в пределах месторождения колеблется от 4 до 13 м.

Пласт сложен песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, алевролитистыми до перехода в алевролит с небольшим количеством глинистого цемента, которые четко выделяются на диаграммах ГИС и хорошо коррелируются от скважины к скважине.

Вверх по разрезу пласт D_0 перекрывается пачкой темно-серых аргиллитов, известняков и мергелей, которые, в свою очередь, перекрываются карбонатными или карбонатно-глинистыми породами электрорепера «аяксы». Репер прослеживается во всех скважинах, вскрывших терригенные девонские отложения на Елгинском месторождении, и является одной из основных маркирующих поверхностей. Слагается электрорепер «аяксы» серыми и темно-серыми глинистыми известняками. Мощность комплекса изменяется от 78 м (скв. 639) до 114 м (скв. 695) и 115 м (скв. 489).

Сис-тема	Отдел	Ярус	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт	Литология	Толщины, м	Литологическое описание пород	Комплекс
ДЕВОНСКАЯ	КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	Нижний	Визейский	Средний	Яснополянский	Тульский	10-32	Песчаники неоднородные, кварцевые, тонко- и мелкозернистые, алевроитистыми до перехода в алевролит, слабо сцементированными	СРЕДНИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ
						Бобриковский	2-51	Песчаники кварцевые глинистые, мелко- и среднезернистые слабо сцементированные, алевролиты и аргиллиты с прослоями углистых сланцев	
			Турнейский	Нижний	Малиновский	Радаевско-Елховский	0-21	Аргиллиты, алевролиты.	
				Верхний	Черныщенский	Кизеловский	0-25	Известняки органогенно-обломочные, мелкозернистые	
			Нижний	Лихвинский		Черепетский	0-16	Известняки мелкозернистые	
						Малевско-упинский	0-45	Известняки неравномерно пористые, трещиноватые	
	Верхний	Фаменский	Верхний			Заволжский	27-394	Известняки глинистые перекристаллизованные, слабо доломитизированные, зернистые, прослоями органогенно-обломочные, трещиноватые, иногда брекчиевидные	НИЖНИЙ И КАРБОНАТНЫЙ
							13-84	Известняки глинистые, перекристаллизованные, разнозернистые, комковатые, с прослоями мергелей и сланцев	
		Франский	Верхний			Воронежский, Евлановский	10-45 17-22	Известняки тонкозернистые, прослоями органогенные, битуминозные, неравномерно глинистые, участками брекчиевидные, крепкие, плотные	
						Речицкий (Мендымский, Бурегский)	31-59	Известняки и мергели с редкими прослоями доломитов, горючих сланцев. Порода обогащена органогенно-битуминозным веществом	
			Средний			Семилукский	33-45	Известняки неравномерно битуминозные глинистые плотные крепкие с прослоями черных мергелей, реже доломитов, горючих сланцев и аргиллитов	
						Саргаевский	2-15	Известняки мелкозернистые с прослоями мергелей и сланцев	
			Нижний			Тиманский (Кыновский)	18-31	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	
						Пашийский	7-35 15-20	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	
	Средний	Живетский			Староскольский	Муллинский	20-49	Песчаники, алевролиты и аргиллиты	НИЖНИЙ ТЕРРИГЕННЫЙ
						Ардатовский	12-40	Сложен нижней песчано-алевролитовой пачкой и верхней карбонатно-глинистой.	
						Архейская	+	Гнейсы, плагиограниты и граниты	

Рисунок 1.3 Литолого-стратиграфическая колонка девонско-нижекаменноугольных отложений[11].

Нижний карбонатный комплекс представлен отложениями среднефранского (саргаевский, семилукский горизонты), верхнефранского подъярусов, фаменского яруса верхнего девона, турнейского яруса нижнего карбона и состоит из известняков и доломитов с прослоями мергелей и глинистых сланцев в нижней части. Рассматриваемый комплекс имеет сложное строение, что связано с формированием в верхнефранско-фаменское время внутрiformационного Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы. По отложениям фаменско-турнейского комплекса рассматриваемый район расположен в южной внешней бортовой зоне Нижнекамского прогиба, где развит билярский тип разреза с увеличенной мощностью верхнефаменских отложений (от 338 м (скв. 822) до 355 м (скв. 708)). Для данного типа разреза характерно формирование и развитие биогермных тел.

Вышележащие отложения турнейского яруса отображают поэтапную компенсацию Нижнекамского прогиба и сложены, преимущественно, органогенно-обломочными известняками с прослоями доломитов и аргиллитов. Общая мощность комплекса 486-537 м (скв. 500 и 536 соответственно).

Саргаевский горизонт слагают известняки буровато-серые, микрозернистые с прослоями мергелей и сланцев.

Семилукский горизонт является основным маркирующим горизонтом – репером карбонатной девонской толщи. Горизонт слагается темно-серыми известняками, неравномерно глинистыми, плотными, крепкими, с прослоями черных мергелей, реже доломитов, горючих сланцев и аргиллитов. Среди известняков отмечаются плотные, зернистые, органогенно-обломочные, брекчиевидные, битуминозные разности пород, участками известняки трещиноватые, иногда отмечаются прослои известняков с кавернами. Толщина семилукского горизонта в пределах Елгинского месторождения изменяется от 33 м до 45 м.

Отложения семилукского и мендымского (речицкого) горизонтов разделены глинисто-карбонатной пачкой толщиной от 4 до 10 м, которая является надежным флюидоупором.

Мемдымский горизонт слагается известняками и мергелями с редкими прослоями доломитов, горючих сланцев. В составе горизонта выделяются четыре пласта, индексируемые снизу вверх: Дмн-1, Дмн-2, Дмн-3, Дмн-4. Нефтепроявления различной степени интенсивности отмечаются в скважинах 488, 621, 625, 709, 821. Пласты-коллекторы сложены микро- и разномзернистыми известняками относительно пористыми, неравномерно трещиноватыми. Толщина пластов-коллекторов колеблется от 1 до 2,6 м. Пласт Дмн-1 продуктивен на Елгинском участке месторождения. Толщина мендымских отложений в границах месторождения колеблется от 31.2 до 58.6 м [10].

Верхнефранский подъярус представлен нерасчлененными воронежскими и евлановско-ливенскими отложениями. Толщина верхнефранских отложений в пределах месторождения колеблется от 10 до 45 м, в подавляющем большинстве скважин составляя 17-22 м. Отложения представлены известняками коричневато-серыми, тонкозернистыми, прослоями органогенными, битуминозными, неравномерно глинистыми, с неровными плоскостями наложения.

Отложения нижнефаменского и среднефаменского подъярусов выделяются единой пачкой. Отложения сложены известняками светло-серыми, белыми, голубовато-серыми, глинистыми, перекристаллизованными, разномерными, комковатыми, с прослоями мергелей и сланцев. Толщина отложений колеблется от 13 до 84 м.

Отложения заволжского горизонта верхнефаменского подъяруса сложены известняками серыми, глинистыми, перекристаллизованными, слабо доломитизированными, прослоями органогенно-обломочными, трещиноватыми. Толщина отложений колеблется от 27 до 394 м. На территории Елгинского месторождения отложения заволжского горизонта водонасыщены, нефтепроявления остаточного характера по ГИС или газовому каротажу отмечены в скважинах 481, 538, 185.

По отложениям фаменско-турнейского комплекса лицензионные участки расположены в южной внешней бортовой зоне Нижнекамского прогиба, где развит билярский тип разреза с увеличенной мощностью верхнефаменских отложений (от 338 м (скв. 822) до 355 м (скв. 708)). Для данного типа разреза характерно формирование и развитие биогермных тел.

Вышележащие отложения турнейского яруса отображают поэтапную компенсацию Нижнекамского прогиба и сложены, преимущественно, органогенно-обломочными известняками с прослоями доломитов и аргиллитов. Турнейский ярус расчленяется на два подъяруса: нижнетурнейский и верхнетурнейский. В составе нижнетурнейского подъяруса выделяется лихвинский (ханинский) надгоризонт (с малевским и упинским горизонтами) и чернышинский надгоризонт (с черепетским и кизеловским горизонтами). В пределах Елгинского месторождения продуктивный пласт (Стур) включает в себя отложения кизеловского, верхней части черепетского и упинского горизонтов. Толщины пластов-коллекторов в пределах месторождения изменяются в пределах 0.7-15.8 м. Продуктивный пласт отделен от ниже залегающих пористо-проницаемых интервалов относительно выдержанной пачкой плотных карбонатов толщиной 3.6-8 м [4].

Общая мощность нижнего карбонатного комплекса составляет 486-537 м (скв. 500 и 536 соответственно).

Средний терригенный комплекс включает отложения малиновского и яснополянского надгоризонтов визейского яруса нижнего карбона. Литологически комплекс представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами. С кровлей комплекса связано устойчиво прослеживающийся регионально-выдержанный отражающий горизонт «У».

Особенностью геологического строения продуктивных отложений визейского яруса является резко увеличенная толщина радаевско-бобриковских отложений в зонах так называемых карстово-эрозионных врезов. На Елгинском месторождении в 12 скважинах (56, 64, 71, 78, 79, 81, 84, 101, 121, 139, 500, 501) отмечается размыв верхнетурнейских известняков и увеличенная толщина радаевско-бобриковского горизонта (визейские врезы), который ложится с размывом на карбонатные отложения малевско-упинского горизонта, а иногда и заволжского надгоризонта. Все врезовые скважины, кроме одной (скв. 500), расположены на Винокуровском участке.

В бобриковском горизонте выделяется продуктивный пласт С_{1бб}, сложенный песчаниками кварцевыми глинистыми, мелко- и среднезернистыми слабо сцементированными. В большинстве скважин пласт монолитен, в отдельных скважинах выделяется 3-5 пропластков толщиной 0.8-7.4 м. Суммарная эффективная толщина пласта изменяется от 2.8 до 13.4 м. Пласт нефтенасыщен только на Винокуровском участке.

В разрезе тульского горизонта продуктивными являются пласты Стл₃ и Стл₂.

Пласт Стл₃ залегает под породами «тульского известняка», являющегося четким литологическим и электрокаротажным репером. Пласт сложен песчаниками неоднородными, в различной степени глинистыми, кварцевыми, тонко- и мелкозернистыми, алевритистыми, слабо сцементированными, невыдержанными по площади и по разрезу, вследствие чего он залегает в виде изолированных линз. Толщина пласта-коллектора изменяется в пределах 1.6-3.2 м.

Пласт Стл₂ залегает ниже и отделяется от пласта Стл₃ пачкой аргиллитов толщиной 4-6 м, хорошо выдержанной в пространстве. По своим литолого-петрографическим особенностям и коллекторским свойствам во многом аналогичен пласту Стл₃. Эффективная толщина пласта изменяется от 1.4 до 4.6 м.

Коллекторы пластов Стл₃ и Стл₂ наиболее развиты на Винокуровском лицензионном участке, где они залегают в виде крупных линз или полос. На Елгинском участке – это небольшие одиночные линзы.

Толщина нижнекаменноугольного среднего терригенного комплекса составляет 23-40 м, увеличиваясь до 75 м (скв. 500) на участках карстово-эрозионных врезов.

1.3 Тектоническая структура района

В региональном тектоническом отношении площадь работ расположена в пределах северного склона Южно-Татарского свода. Современный структурный план фундамента, образованный в результате переработки древнего рельефа более молодыми тектоническими движениями, имеет блоковое строение и испытывает моноклинально-ступенчатое погружение в северном направлении (Мензелинско-Актанышская моноклинали). На фоне общего погружения прослеживается ряд линейных дислокаций субмеридионального простирания типа гряд и сопряженных с ними прогибов. С запада на восток здесь выделяются Елгинский, Стародрюжский, Шигаевский и Нуркеевский прогибы и ограниченные ими Октябрьская, Лякинско-Сарайлинская (Октябрьско-Сарайлинский блок) и Сармановская (Сарманово-Абдулинский блок) гряды. В формировании структурно-тектонического плана рельефа фундамента участвует также Октябрьский кольцевой разлом, являющийся составным элементом региональной Тлянчи-Тамакской кольцевой морфоструктуры (рис. 1.4).

Непосредственно Октябрьская кольцевая структура распространена за площадью работ, и в формировании изучаемого участка участвуют контролируемые ею разноориентированные разрывные дислокации меньшего порядка. По данным бурения, гравиразведки и магниторазведки упомянутые разломы вносят изменения в блоковое строение фундамента, осложняют его рядом микроблоков, приподнятых структурных участков (Тавлуковский, Елгинский, Лякинский). Погружение фундамента в северном направлении достаточно пологое и, по данным глубокого бурения, в пределах площади работ составляет не более 10 м (скв. 537, 921). На поверхности моноклинального склона выделяется ряд малоамплитудных структурных объектов 3-го порядка. Высота поднятий составляет от 10 м (Южно-Восковое, Восточно-Восковое, Лякинское, Южно-Рождественское, Восточно-Яна-булякское, Тавлуковское, Восточно-Тавлуковское, Восточно-Ленское, Шигаевское) до 20-25 м (Западно-Восковое, Восковое, Ягужинское), исключением является Ленская.[8] структура (около 100 м). Формы поднятий тяготеют к субмеридионально ориентированным, что связано, по-видимому, с тектонической историей их образования.

1510 м, иногда достигая – 1520 м. По данным работ с.п. 9-10/76, 11-12/89, 9-10/90, 11-12/91, 11/92, 10/2000 и 5/06, по кровле отложений терригенного девона, с запада на восток, выделяются следующие поднятия: Западно-Восковое, Северо-Восковое, Восковое, Восточно-Восковое, Южно-Восковое, Северо-Лякинское, Лякинское, Южно-Рождественское, Восточно-Янабулякское, Ленское, Тавлуковское, Южно-Ленское, Восточно-Лякинское, Ягужинское и Восточно-Тавлуковское. Поднятия становятся менее контрастными, сглаженными. Высота Ленской структуры существенно уменьшилась и составила около 50 м. Амплитуды остальных поднятий не превышают 15 м.

На тектоно-седиментационное строение вышележащих отложений верхнего девона и нижнего карбона определенное влияние оказало положение рассматриваемой площади во внутренней бортовой зоне Нижнекамского прогиба ККС. Основным следствием такого местоположения явилось привнесение в тектоническое строение территории рифогенетической составляющей. Органогенные строения, не образуя каких-либо новых структурных объектов, базируются, в основном, на известных поднятиях. Увеличиваются размеры и амплитуды поднятий (Северо-Восковое, Тавлуковское, Восточно-Янабулякское, Южно-Рождественское, Ленское), изменяются их формы и строение. Остальные поднятия, сглаживаясь и приобретая более пологие очертания, проецируются от нижележащего структурного плана девона.

За южной границей участка работ МОГТ 3D закартирована зона распространения визейского эрозионного вреза (скв. 500 Тлянчи-Тамакская). Глубина врезания в породы турнейского яруса составила около 30-40 м. Эрозионное русло заполнено терригенными отложениями ранневизейского возраста. Значения абсолютных отметок поверхности турнейского карбонатного комплекса изменяются от -960 до -985 м, составляя в среднем – -970 -980

Поверхности маркирующих тульского и верейского горизонтов, сохраняя черты преемственного строения, существенно сглаживают дифференцированный рельеф турнея. Поднятия приобретают более пологие, диаметрально расширенные очертания. По кровле отражающего горизонта В, за счет седиментационного фактора, ряд поднятий теряет свою выраженность и трансформируется в структурные носы (Восточно-Янабулякское, Восточно-Ленское, Шигаевское). Перепады абсолютных отметок по поверхности тульского горизонта варьируют в пределах значений -930-950 м, по кровле верейского горизонта -620 – -630 м.

Современная структурная поверхность среднекаменноугольно-нижнепермской карбонатной толщи отражает основные особенности строения подстилающего верейского основания. В пределах площади работ по карбонатной поверхности уфимско-сакмарского

времени выделяются: Восточно-Янабулякское, Северо-Восковое, Восковое, Восточно-Восковое, Северо-Лякинское, Лякинское, Ягужинское и Южно-Рождественское поднятия [3].

1.4 Нефтегазоносность Елгинского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов

В пределах Елгинского нефтяного месторождения промышленные нефтепроявления установлены в девонском терригенном и нижнекаменноугольном турнейско-визейском карбонатно-терригенном комплексах.

Одной из особенностей нефтегазоносного строения территории является то, что практически все ловушки углеводородов контролируются пологими структурами амплитудой от 5 до 10 м [11].

Основными нефтегазоносными объектами в пределах исследуемых участков являются отложения пашийского и кыновского горизонтов верхнего девона. Эти породы имеют общий генезис и сходные петрофизические и литолого-стратиграфические характеристики. По данным гранулометрического анализа и микроскопического изучения пород, эффективные нефтенасыщенные прослои кыновско-пашийской толщи сложены песчаниками и алевролитами, мощностью от 1 до 10 м (скв. 510, 1250 и 1517). По совокупности данных ГИС и испытаний скважин, проницаемые пласты расслаиваются на пропластки, количество которых варьирует от 1 до 4.

В толще пашийского горизонта выделяется продуктивный пласт Д1, состоящий из двух песчано-алевролитовых коллекторов Д1аб и Д1в, разделенных пачкой аргиллитов толщиной 4–6 м. Наиболее выдержанным является вышележащий пласт Д1аб. Приуроченный к подошвенной части коллектор Д1в, на исследуемой территории не вскрыт и имеет распространение в юго-западной приконтурной зоне участка работ.

В пашийских отложениях выявлены 3-и залежи нефти, контролируемые Ленским, Северо-Лякинским (северный купол) и Лякинским поднятиями.

Северо-Лякинская залежь, приуроченная к северному куполу одноименного поднятия, вскрыта одной скважиной 414 Тлянчи-Тамакской. Перфорация проведена в интервале абсолютных отметок -1505.5 – -1507.5 м, в результате получен дебит нефти объёмом 11.8 т/сут. Нефтенасыщенная мощность пласта составляет - 5.4 м. По типу залежь пластовая, сводовая.

Лякинское поднятие и контролируемая им залежь также опробованы одной скважиной 537 Тлянчи-Тамакской. При опробовании получено 2.4 тонны нефти с

обводненностью 75 %. ВНК принят на отметке -1521 м. Нефтенасыщенная мощность составила 1 м, при этаже нефтеносности около 5 м. Залежь пластово-сводового типа.

Достаточно отличное строение от выше охарактеризованных нефтеносных объектов имеет Ленская структура и контролируемые ею нефтяные залежи. Поднятие имеет выраженное амплитудное строение и хорошо отображается по поверхности фундамента. Высота структуры по отражающему горизонту А составляет около 100 м и изменяется от отметок -1596 до -1500 м (скв. 1518, 1525). В пределах Ленской залежи пласт Д1 вскрыт десятью скважинами. Дебиты нефти варьируют от 5 до 25 т/сут (скв. 1519 и 1516, 1517). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3 до 7.5 м (скв. 1519, 1525). Этаж нефтеносности – 18.1 м. В подсчете запасов, проведенном в 2004 г., водонефтяная переходная зона принята на отметке -1512 м (скв. 1516).[11]

Нефтеносность кыновских отложений связана с развитием регионального коллектора До. Пласт сложен проницаемыми песчаниками и алевролитами. Литологический состав и мощность толщи постоянны и в пределах изучаемой площади практически не изменяются. В кыновских отложениях выявлено шесть залежей нефти.

Залежь, выявленная скв. 756, в структурно-тектоническом отношении тяготеет к Восковому поднятию. Начальный дебит составил 5 т/сут (скв. 756). ВНК проведен по подошве продуктивного пласта и принят на отметке -1511 м. Нефтенасыщенная мощность пласта в пределах объекта равна 4.6 м. Этаж нефтеносности 5 м. Залежь пластово-сводового типа, в южной части экранирована непроницаемыми породами.

Залежь нефти в пределах Лякинского поднятия вскрыта одной скважиной (скв. 481). В ходе испытаний получен приток нефти дебитом 7.5 т/сут. ВНК залежи принят на отметке -1510 м. Нефтенасыщенная мощность составила 8 м. Залежь пластово-сводового типа.

Северо-Лякинским поднятием контролируются две залежи, приуроченные к разным куполам структуры, залежи разделены пониженной прогибовой областью. Залежь приуроченная к северному куполу поднятия, опосредована скважиной 414. Нефтенасыщенная мощность в ней составила 1 м. При испытаниях получено 4.7 т/сут жидкости с пленкой нефти, объемом 30 л в сутки. Соседняя залежь, приуроченная западному куполу структуры, вскрыта скважиной 637 Тлянчи-Тамакской. Испытания здесь не проводились, а контур нефтеносности выделен по данным ГИС и отнесен в пересчете запасов Елгинского месторождения 2004 г. к категории С2. Подошва нефтяного пласта отмечена на глубине -1512.9 м, ВНК принят на отметке -1513 м.

Ягужинская залежь нефти вскрыта скв. 721 Тлянчи-Тамакской площади и в ПЗ 2004 г. относительно небольшая, с размерами 0.55 x 1.2 км и высотой 3 м. При опробовании

перспективного интервала пласта Д0 получено 0.8 т. нефти и 4.7 м³ воды. Однако скважина в последствии ликвидирована, а запасы отнесены к категории С2.

В пределах Ленского поднятия коллектор Д0 опробован в двух скважинах 1518, 1520 Елгинских. Дебиты составили, соответственно, 5 и 1.6 т/сут. Водонефтяной контакт не вскрыт и принят на отметке -1514 м по наиболее низкому значению подошвы нефтяного пласта. Нефтенасыщенные мощности коллектора изменяются от 2.5 до 3.3 м. Этаж нефтеносности равен 10.5 м.[11]

Следующим стратиграфическим объектом, представляющим нефтепоисковый интерес на площади работ, является карбонатная толща турнейского яруса. Наиболее трещиноватая гидродинамически активная поверхностная часть толщи выделяется как перспективный коллектор Ст. Толща представлена переслаиванием пористо-проницаемых и уплотненных разностей и образует единый массивный резервуар с каверно-поровым типом коллектора.

Нефтеносность турнейских отложений, в пределах изучаемой площади, выявлена только на Ленском поднятии. Нефтенасыщенными являются породы малевско-упинского возраста. В контуре залежи пробурено десять скважин, однако испытания проведены только в одной (скв. 1528). В ходе опробования получен приток нефти дебитом 8 м³/сут. Нефтенасыщенная мощность составила 16 м. Залежь имеет строение массивного типа. ВНК принят по подошвенной части нефтенасыщенного интервала на глубине 1189 м.

Залежи нефти тульского горизонта, в пределах месторождения, приурочены к песчаным пластам Стл-2 и Стл-3. Коллекторы отделяются глинисто-аргиллитовой перемычкой, невыдержанны, часто выклиниваются и замещаются.

На изучаемой территории в тульских отложениях выявлена одна залежь нефти. Контролируемая Шигаевским поднятием, залежь имеет пластово-сводовое строение. Коллектором является пласт Стл-2, который в пределах поднятия, ограничен с трех сторон непроницаемыми породами. Подошва нефтяного пласта по данным ГИС отмечается на отметке -951.6 м, толщина пласта 2.8 м. С учетом этого ВНК принят на отметке -954 м. При опробовании скв. 489 получена нефть дебитом 9.2 т/сут. В настоящее время скважина ликвидирована. Запасы отнесены к категории С1.

2 КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ЕЛГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В общем объеме геологоразведочных работ, выполненных на Елгинском месторождении, геофизические исследования в скважинах занимают значительное место и решают следующие задачи:

- корреляция разрезов, оценка стратиграфической принадлежности пород и их литологического состава;
- выделение коллекторов и количественные определения их фильтрационно-емкостных свойств, а также нефтенасыщенности;

Геофизические исследования в скважинах Елгинского месторождения выполнялись силами ООО «Татнефтегеофизика» и «ТНГ-Групп»: Елабужским управлением геофизических работ, Альметьевским управлением геофизических работ, Бугульминским управлением геофизических работ, Лениногорским управлением геофизических работ в соответствии с требованиями «Технической инструкции по проведению геофизических исследований скважин».

В обязательный стандартный комплекс ГИС масштаба 1:500 для изучения разреза по стволу скважины входят: стандартный зонд КС (градиент или потенциал-зонд), метод потенциала собственной поляризации (ПС), индукционный (ИК) и боковой (БК) каротаж, кавернометрия, инклинометрия, гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма каротаж (НГК).

В предполагаемых продуктивных интервалах проводились детальные исследования в масштабе глубин 1:200. Работы включали обязательное проведение в скважинах: бокового каротажного зондирования (БКЗ), метода потенциала собственной поляризации (ПС), микрозондирования (МКЗ), бокового (БК), индукционного (ИК), радиоактивного (ГК и НГК) каротажа. В некоторых скважинах проведен плотностной гамма-гамма каротаж.

2.1 Метод кажущегося сопротивления (КС)

Метод КС – наиболее распространенный из методов электрического каротажа, аналогичный электропрофилированию в полевой геофизике. Основан на различии пород в электропроводности. Величиной, характеризующий способность горной породы пропускать электрический ток, является удельное электрическое сопротивление (ρ_{Σ}). Удельное сопротивление горных пород варьирует в широких пределах, что позволяет детально изучать породы по их сопротивлениям.

Главные породообразующие минералы не проводят электрический ток и относятся к изоляторам. Поэтому электропроводность горных пород обеспечивается присутствующей в порах пластовой водой и прямо пропорциональна ее УЭС и пористости.

Обозначив удельное сопротивление полностью водонасыщенной породы как $\rho_{вп}$, получим:

$$\rho_{вп} = P * \rho_v \quad (2.1)$$

где $\rho_{вп}$ – удельное сопротивление полностью водонасыщенной породы, Ом*м; ρ_v – удельное сопротивление воды, Ом*м; P – относительное сопротивление породы, зависящее от величины ее пористости и структуры порового пространства (параметр пористости).

Эмпирическая зависимость между относительным сопротивлением P и коэффициентом пористости K_n в общем случае выражается формулой:

$$P = a / K_n^m \quad (2.2)$$

где a и m – параметры, которые зависят от литологического состава и структуры порового пространства[4].

Для того чтобы оценить пористость пород на практике пользуются расчетными и экспериментальными зависимостями $P = f(k_n)$, полученными по результатам исследований образцов горных пород.

В скважине производят измерения с четырехэлектродной установкой AMNB, один из электродов которой (В или N) заземляют на поверхности у устья скважины и его действием пренебрегают (рис. 2.1). Оставшиеся 3 электрода перемещают по скважине с сохранением неизменного расстояния между ними и называют зондовой установкой или просто зондом КС. Зонд питается знакопеременным током для того, чтобы исключить влияние ЭДС, обусловленных естественными токами в скважине и электродными процессами. Напряженность электрического поля создаваемого током, из электродом А в точке, к которой относятся измерения, а следовательно, и разность потенциалов между электродами MN зависят от удельного сопротивления ρ горных пород, что позволяет дифференцировать их по этому параметру.

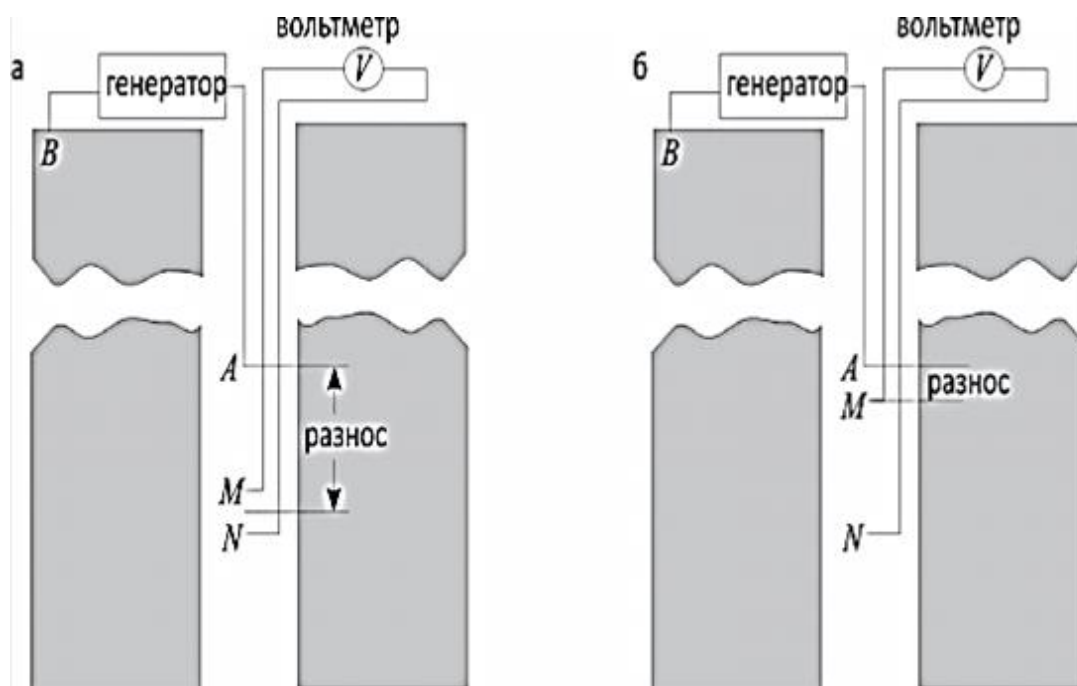


Рисунок 2.1 Схема измерения КС горных пород градиент-(а) и потенциал-зондом (б).

Задача теории метода КС состоит в выяснении связи между измеряемой разностью потенциалов и величиной ρ , установлении правил выделения пластов и определения их удельного сопротивления.

Измеряя I и ΔU , мы определяем кажущееся удельное сопротивление:

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I} \quad (2.3)$$

где K – коэффициент зонда, с определенной длиной. K зависит только от расстояния между питающим и приемными электродами:

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \quad (2.4)$$

Зонды различаются по соотношению расстояний между парными и непарными электродами – потенциал-зонд и градиент-зонд; по расположению парных электродов по отношению к непарному – последовательный зонд и обращенный зонд; по числу токовых электродов в скважине – однополюсный зонд и двухполюсный зонд взаимного питания[5].

Потенциал-зондом называют зонд, у которого расстояние между непарными электродами A и M значительно меньше, чем между парными электродами M и N , A и B . Расстояние AM является размером зонда; точку записи относят к середине AM .

Градиент зондом называют зонд, у которого расстояние между парными электродами A и B или M и N значительно меньше расстояния между непарными электродами M и A . Размером градиент-зонда считают расстояние между одним из непарных электродов и серединой между парными электродами, обозначаемой точкой O . Точка O является и точкой записи градиент-зонда.

Выделение границ пластов высокого сопротивления различных литологических разностей определяется расположением парных электродов по отношению к непарному. При расположении парных электродов ниже непарного зонд называют последовательным. При использовании последовательного зонда подошва пласта высокого сопротивления отбивается максимумом на кривой ρ_k . В том случае, когда парные электроды располагаются выше непарного, зонд называют обращенным, и кровля пласта отбивается максимумом на кривой ρ_k .

С помощью данного метода хорошо отбиваются границы пластов, тип их насыщения (низкое сопротивление – насыщение водой, высокое – нефть, газ).

На Елгинском нефтяном месторождении стандартный каротаж проводился потенциал-зондом 6.25 м. Кривые сопротивлений (гк) регистрировались в масштабе от 2,5 до 125 Ом·м на 1 см, при скорости записи от 2000 до 3000 м/ч.

2.2 Боковой каротаж (БК)

Каротаж сопротивлений обычными зондами неэффективен, когда мы изучаем тонкослоистый разрез со значительной дифференциацией пластов с низким и высоким сопротивлением и скважины, заполненные высокоминерализованным глинистым раствором. Регистрируемое кажущееся сопротивление намного отличается от истинных значений в первом случае из-за утечки тока в пласты и во втором из-за утечки тока по скважине.

Основное отличие бокового каротажа от каротажа сопротивления с обычными зондами состоит в том, что в рассматриваемом методе осуществляется фокусировка тока, выходящего из центрального электрода, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород оказывается намного меньше.

Наиболее ценные результаты этот метод дает при каротаже тонких пластов ($h < 1,2$ м) при большой разнице в сопротивлениях между пластами, вмещающими породами и буровым раствором ($\rho_{пл} / \rho_0 > 100$ и $\rho_{вм} / \rho_0 > 10$), т.е. именно в тех случаях, когда обычные зонды дают очень плохие результаты из-за экранирования тока тонкими высокоомными пластами и из-за сильного влияния скважины и вмещающих пород. Измеряемая величина в БК носит название эффективное сопротивление – $\rho_{\text{эф}}$ [7].

Боковой каротаж проводят трех-, семи, и девятиэлектродными зондами с автоматической фокусировкой тока.

Трехэлектродный экранированный зонд состоит из центрального электрода A_0 и двух цилиндрических удлиненных фокусирующих электродов A_1 и A_2 . Все они разделены между собой изоляционными прокладками и питаются током I одной полярности. Основной

электрод через незначительное сопротивление соединяется с экранными электродами, тем самым обеспечивая равенство их потенциалов. Так как разность потенциалов равна нулю, то сила тока вдоль оси скважины на этом интервале также равна нулю. Ток из электрода A_0 распространяется в радиальном направлении перпендикулярно к оси скважины, а не вниз и вверх по скважине во вмещающие, более проводящие породы. В процессе каротажа измеряется разность потенциалов ΔU между одним из токовых электродов и удаленным от зонда электродом N :

$$\rho_{\Sigma} = K \cdot \Delta U / I \quad (2.5)$$

где K – коэффициент зонда; I – сила тока, протекающее через центральный электрод A_0 .

Недостаток трехэлектродного БК – плохая разрешающая способность по мощности пластов. Поскольку центральный электрод линейный, аппаратура не дает возможности определения мощности пластов меньшей, чем длина центрального электрода. ρ_{Σ} будет повышенным все время, пока A_0 проходит мимо пласта.

Этого недостатка лишен семиэлектродный вариант, в котором используются точечные электроды. Кроме центрального A_0 и экранных электродов A_1 и A_2 зонд содержит еще 2 пары измерительных электродов, попарно соединенных между друг с другом и расположенных между токовыми. Эти электроды называются следящими. В ходе каротажа измеряется разность потенциалов между одним из следящих электродов и удаленным электродом N , ρ_{Σ} вычисляется по той же формуле [7] (рис. 2.2).

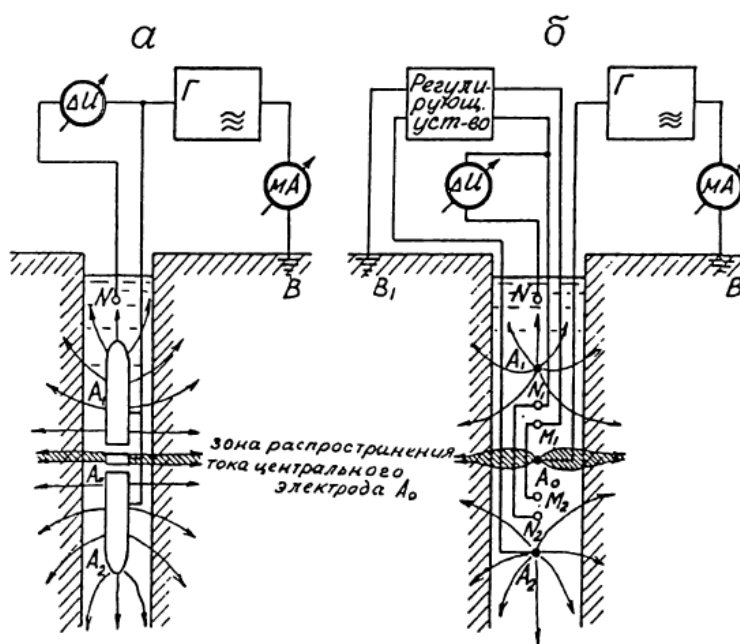


Рисунок 2.2 Схема бокового каротажа с трехэлектродным (а) и семиэлектродным (б) зондами [7].

Интерпретация БК заключается в определении границ пластов и их электрического сопротивления $\rho_{пл}$.

Чтобы показать определение границ пластов по диаграммам ρ_{Σ} , на рисунке 2.3 представлены диаграммы семиэлектродного БК и обычных зондов КС – малого потенциал-зонда и большего градиент-зонда.

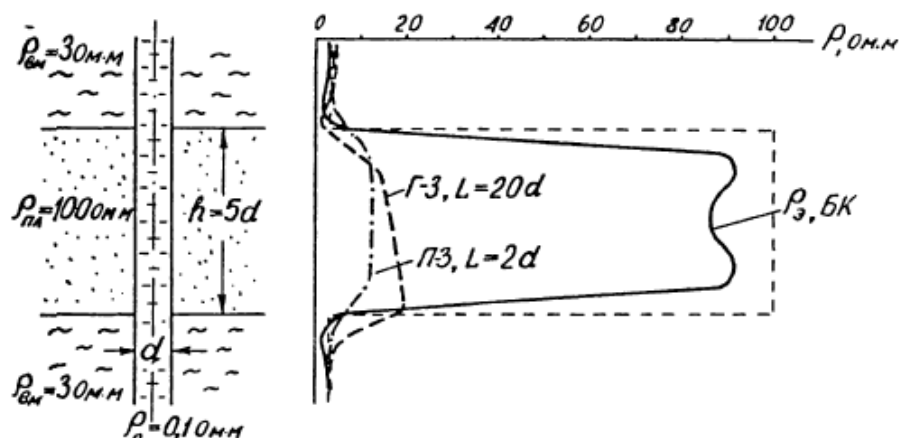


Рисунок 2.3 Диаграмма бокового каротажа над тонким пластом высокого сопротивления [7]

Сравним эти диаграммы, мы видим, что диаграмма БК более отчетливо выделяет тонкие пласты высокого сопротивления и дает значения ρ_{Σ} , гораздо близкое к $\rho_{пл}$, чем КС потенциал- и градиент-зондов. Аномалия на кривой БК симметрична относительно середины пласта, при равенстве сопротивлений подстилающих и перекрывающих пород. В случае неравенства этих сопротивлений, максимум на кривой ρ_{Σ} смещается в сторону более высокого сопротивления. Границы пластов определяются по точкам резкого возрастания ρ_{Σ} .

При большой мощности пластов ($h > 5d$) ρ_{Σ} практически не зависит от мощности пласта и против его середины близка к значению $\rho_{пл}$. При $h < 5d$ наблюдается снижение максимума ρ_{Σ} . Рассчитаны палетки для определения h по ширине аномалии и $\rho_{пл}$ по амплитуде ρ_{Σ} для мощных и тонких пластов.

Для тонких пластов влияние ограниченной мощности пласта тем сильнее, чем ближе сопротивление вмещающих пород ($\rho_{вм}$) к сопротивлению бурового раствора (ρ_0).

В случае наличия зоны проникновения результаты БК несколько неточны. При повышающем проникновении в водоносных пластах результаты превышают $\rho_{пл}$, при понижающем – несколько занижают. В нефтеносных пластах таких искажений нет.

Существуют номограммы для определения $\rho_{пл}$ в случае трехслойной среды.

На Елгинском нефтяном месторождении БК использовался для выделения в разрезе скважин очень тонких прослоев и оценки их сопротивления. Благодаря особому размещению

электродов влияние ограниченной толщины пласта и диаметра скважины сведено к минимуму. Боковой метод проводился приборами АБК- 3, АБКТ, БК-7, Э-1, К-1 и К-3. Масштаб записи кривых: модуль 4 и модуль 6.25.

2.3 Индукционный каротаж (ИК)

Индукционный каротаж (ИК) основан на изучении распределения электромагнитного поля в пространстве, окружающем зонд, в зависимости от удельной электропроводности горных пород. В отличие от других методов электрического каротажа, индукционный каротаж бесконтактный, т.е. посредством индукционного зонда измеряют проводимость горных пород, не посылая в них через электроды электрический ток. Таким образом, предоставляется возможность исследовать сухие скважины и скважины, заполненные промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе. К тому же, индукционные зонды имеют лучшую разрешающую способность по мощности и больший радиус исследования изучаемой среды.

В самом элементарном виде индукционный каротажный зонд состоит из двух катушек – генераторной (КГ) и приемной (КП), укрепленных на изолированном немагнитном стержне на некотором расстоянии L друг от друга, называемом размером зонда (рис 2.4). Генераторная катушка питается постоянным по величине переменным током высокой частоты (20-200 кГц), который создает переменное магнитное поле – прямое или первичное. В результате в породах, окружающих зонд, индуцируются вихревые токи, токовые линии которых в однородной среде представляют собой окружности с центром по оси скважины. В свою очередь, вихревые токи создают вторичное переменное магнитное поле той же частоты. Магнитное поле вихревых токов индуцируют в приемной катушке ЭДС, которая поступает на усилитель. Если ток генератора имеет постоянную частоту и силу и $L = \text{const}$, то ЭДС в приемной катушке прямо пропорциональна взаимной индукции катушек, т.е. в итоге электропроводности среды σ :

$$e = c * \sigma \quad (2.6)$$

где c – постоянная, зависящая от конструкции зонда; σ – удельная электропроводность, обратно пропорциональна электрическому сопротивлению ρ , измеряется σ в См/м (1/Ом*м) [7].

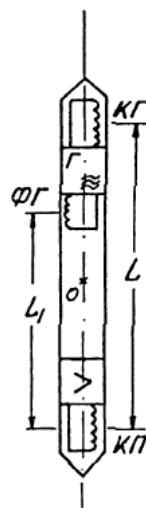


Рисунок 2.4. Конструкция скважинного прибора ИК[7].

Для уменьшения влияния скважины и зоны проникновения на суммарный сигнал ИК в зонд вводят дополнительные генераторные катушки, называемые фокусирующими (ФГ). Влияние скважины почти полностью исключается, а влияние зоны проникновения значительно уменьшается[7].

Вмещающие породы при индукционном каротаже влияют на результаты измерений значительно меньше, чем в методе КС. Для пластов мощностью более 2-4 м этим влиянием можно пренебречь.

Диаграммы ИК обеспечивают хорошую дифференциацию разреза с удельными электрическими сопротивлениями только до 50 Ом*м.

По кажущемуся сопротивлению, снятому с диаграмм индукционного каротажа, в случае отсутствия глубокого проникновения бурового раствора, можно определить истинное удельное сопротивление пласта по номограммам.

ИК наиболее чувствителен к пропласткам повышенной электропроводности и почти не фиксирует прослои высокого сопротивления, т.к. при замерах отсутствует экранирование, присущее обычным зондам КС.

Недостаток ИК, обусловленный ограниченной областью использования ($\rho=0-50$ Ом*м), вызывает необходимость комплексирования ИК с другими методами, например, БК.

На Елгинском месторождении ИК используют в комплексе с зондами бокового каротажа и градиент зондами средней длины (2,25 м), что обеспечивает более точную оценку сопротивления горных пород, по сравнению с методом бокового каротажного зондирования, особенно при частом чередовании и малой толщины пластов. Перечисленные зонды обладают высокой расчленяющей способностью и в то же время существенно отличаются радиусом исследования, благодаря чему их сочетание позволяет изучить зону проникновения и неизмененную часть пласта при небольшой толщине последнего (от 1 до

1,5 м). Кажущаяся электропроводность горных пород регистрировалась приборами ПИК 2ф, зонд 4 Ф 0,75, АИК-5. Масштаб записи кривых: 1; 5; 25; 50 Ом•м/см.

2.4 Метод микрозондов (микрокаротаж)

Данный метод используется для детального изучения прискважинной части разреза. Сущность метода в измерении КС двумя зондами, у которых расстояния между электродами очень маленькие. Электроды крепятся на «башмаке» из резины, прижимаемом к стенке скважины. Из этих трех электродов собирают 2 микрозонда: микроградиент зонд (МГЗ) АМN и микропотенциал-зонд (МПЗ) АМ, диаграммы которых регистрируют одновременно.

МГЗ и МПЗ обладают различной глубиной исследования. У МПЗ радиус исследования в 2-5 раза больше, чем у МГЗ такой же длины. В связи с этим в пластах, которые являются коллекторами, показания МГЗ близки к сопротивлению глинистой корки $\rho_{ГК}$, а показания МПЗ соответствуют сопротивлению полностью промытых пород $\rho_{ПП}$. Так как $\rho_{ГК} < \rho_{ПП}$, в пластах коллекторах мы видим положительное приращение:

$$\rho_{к}^{МПЗ} - \rho_{к}^{МГЗ} > 0 \quad (2.7)$$

На глинах зона проникновения бурового раствора отсутствует, поэтому показания обоих зондов примерно одинаковы:

$$\rho_{к}^{МПЗ} = \rho_{к}^{МГЗ} \quad (2.8)$$

На карбонатных, плотных породах зоны проникновения также нет, и соответственно оба зонда должны были давать одинаковые результаты (более высокие, чем у глин и песчаников). Однако из-за большей разницы в УЭС карбонатных пород и бурового раствора малейшие трещинки на стенках скважин сильно снижают КС между ними, и обе кривые получаются изрезанными с незакономерными взаимными пересечениями.

Таким образом, диаграммы микрозондов хорошо дифференцируют песчано-глинистый разрез. На Елгинском месторождении метод микрозондов применяется для этих же целей. МК проведен в большинстве скважин на Елгинском месторождении, и хорошо расчленяет разрез и помогает при выделении пластов-коллекторов. Микрозондирование проводилось двумя установками: микроградиент-зондом А 0,025 М 0,025 N и микропотенциал-зондом А 0,06 М. Запись кривых осуществлялась одновременно. Масштаб записи кривых: 2; 2.5; 5; 10 Ом•м/см.

2.5 Метод потенциалов собственной поляризации

Сущность метода ПС заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов между электродом М, перемещаемым по скважине, и неподвижным электродом N на поверхности.

Образование естественных электрических потенциалов в скважинах связано с физико-химическими процессами, протекающими на границе раздела между скважиной и горной породой и внутри горных пород.

По причинам, вызывающим их, потенциалы ПС делятся на: диффузионно-адсорбционные, фильтрационные и окислительно-восстановительные.

Потенциал диффузионно-адсорбционной природы возникают вследствие различия в химическом составе и концентраций солей, растворенных в пластовых водах и буровом растворе. На контакте растворов разной концентрации (или состава) происходит диффузия ионов из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Однако из-за того, что скорость диффузии у катионов меньше, а у анионов больше, через некоторое время в более слабом растворе накопится избыток отрицательных ионов, а в концентрированном – положительных, и эти растворы приобретут соответствующий заряд.

Наибольшей величины диффузионно-адсорбционные потенциалы достигают на границе пород с минимальной и максимальной адсорбционной активностью, т.е. на границе чистых кварцевых песчаников и тонкодисперсных глин (рис. 2.5).

Фильтрационные потенциалы или потенциалы течения наблюдаются при фильтрации бурового раствора из скважины в пласт или, наоборот, пластовых вод из пласта в скважину. Потенциалы течения возникают в связи с адсорбцией ионов поверхностью частиц, слагающих горную породу. Вследствие преобладающей адсорбции ионов полного знака в направлении движения жидкости образуется недостаток этих ионов и на концах канала возникает разность потенциалов.

Окислительно-восстановительные потенциалы наблюдаются при окислительно-восстановительных реакциях, в результате которых окисляющая среда, отдавая электроны, приобретает положительный заряд, а восстанавливающая, присоединяя электроны – отрицательный.

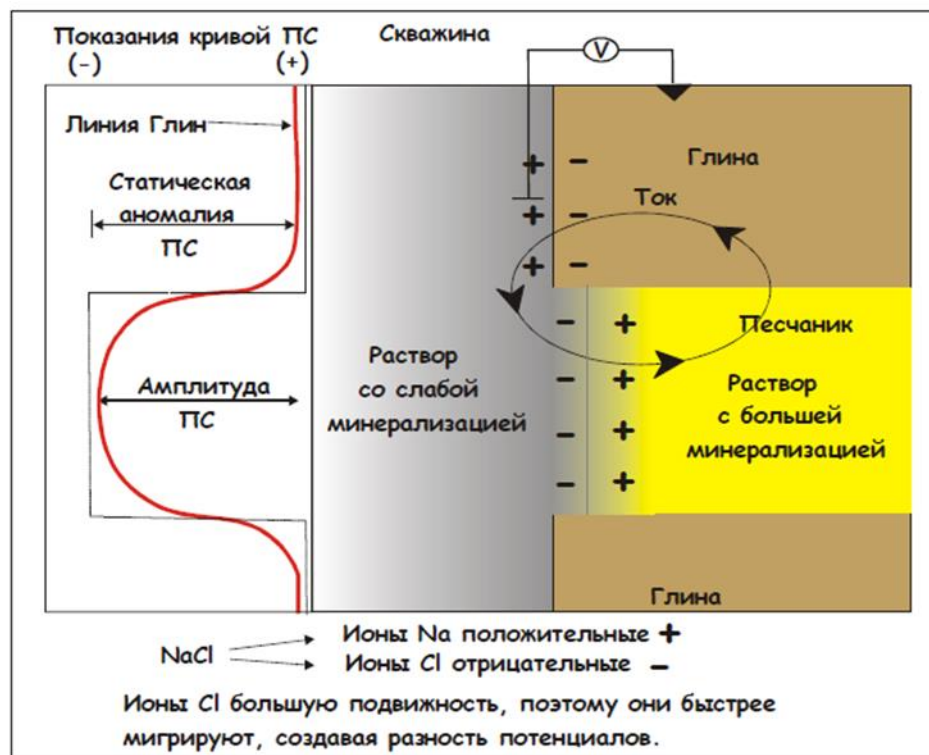


Рисунок 2.5. Схематическое объяснение природы потенциала собственной поляризации[6]

Разность этих потенциалов удовлетворяет уравнению:

$$E_{ов} = \frac{RT}{nF} \ln K \frac{c'}{c} \quad (2.9)$$

где K – константа равновесия реакции, протекающей в окислительно-восстановительной среде;

c' и c'' – концентрация веществ, находящихся в высшей или низшей степени окисления.

В общем случае аномалии ПС в скважинах могут быть обязаны действию не одной, а сразу нескольких причин. Например, на песчано-глинистых разрезах проявляются и диффузионно-адсорбционные и фильтрационные процессы.

Схема записи диаграмм ПС крайне проста и содержит только 2 приемных электрода и измерительный канал регистратора. Дополнительно в схему вводят градуированный компенсатор поляризации ГКП, с помощью которого устанавливают масштаб записи и выводят блик гальванометра фоторегистратора на середину диаграммной ленты перед началом записи. Масштаб n диаграммы ПС равен постоянной измерительного канала по напряжению m , мВ/см[7].

Простота электрической схемы ПС является, с одной стороны, преимуществом метода, а с другой недостатком. Недостаток проявляется в том, что вход регистратора в схеме ПС открыт для разнообразных помех. По физической природе выделяют следующие

виды помех: поляризация электродов, потенциалы гальванокоррозии, потенциалы трибополяризации, потенциалы осаждения и потенциалы блуждающих токов.

Качественная интерпретация результатов каротажа ПС заключается в литологическом расчленении разрезов скважин. Наилучшие результаты дает метод ПС на песчано-глинистых разрезах, породы которых обладают различной адсорбционной активностью. При прямом поле ПС глины характеризуются положительными, а песчаники отрицательными аномалиями ПС.

Для исключения неоднозначности интерпретации диаграмм ПС нужно рассматривать в комплексе с диаграммами других методов ГИС: КС, МЗ, ГК, НГК, АК и пр.

Количественная интерпретация заключается в решении целого ряда вопросов, таких как определение мощности пластов, минерализации пластовых вод, глинистости и пористости коллекторов и некоторых др.

Определение мощности пластов по диаграммам ПС производится по правилу полумаксимум аномалии.

Определение глинистости коллекторов по ПС основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{\text{пс}}$ от глинистости. Пример такой зависимости представлен на рисунке 2.6.

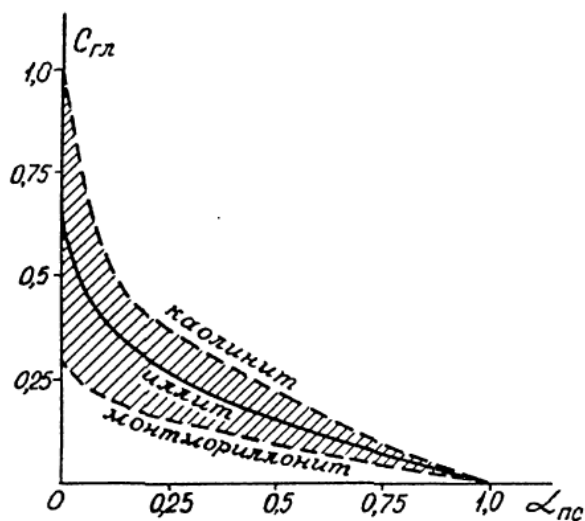


Рисунок 2.6. Определение глинистости водонасыщенных песчаников по параметру $\alpha_{\text{пс}}$ [7].

$$\alpha_{\text{пс}} = \frac{\Delta U_{\text{пс}}^x}{\Delta U_{\text{пс}}^{\text{оп}}} \quad (2.10)$$

где $\Delta U_{\text{пс}}^x$ – амплитуда аномалии ПС над исследуемым пластом;

$\Delta U_{\text{пс}}^{\text{оп}}$ – то же для чистых кварцевых песчаников, обе аномалии отсчитываются от уровня мелкодисперсных «чистых» глин.

Определение пористости по ПС также основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости K_n и амплитудой аномалии ПС, установленный путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований керна.

Поскольку аномалия ПС зависит от соотношений сопротивлений ρ_v и ρ_o и мощности пласта, то измеренные аномалии $\Delta U_{\text{пс}}$ пересчитывают, приводят к стандартным условиям, соответствующим $h=\infty$ и $\rho_o=1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, или вычисляют параметр по формуле.

Определение пористости по ПС имеет все недостатки, свойственные методам, использующим статистически установленные связи, и в настоящее время используются редко.

2.6 Гамма-каротаж

При гамма-каротаже (ГК) регистрируют γ -излучение естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), которые содержатся в горных породах. Энергетический спектр и интенсивность измеряемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера пород.

Наиболее часто встречаемые ЕРЭ являются: U (и образующиеся из него Ra), Th и K. Каждый из видов горных пород имеет свой диапазон изменения содержаний ЕРЭ и, соответственно, свой диапазон естественной радиоактивности. Среди осадочных пород наиболее активны глины, так как обладают высокую адсорбционную способность. Менее активны песчаники и наименьшей активностью обладают карбонатные породы, а также гидрохимические осадки (ангидрит, гипс, каменная соль).

В аппаратуре ГК в каротажных радиометрах детектор γ -квантов с источником его питания и блоками первичной обработки сигнала соединяются с измерительным пультом через каротажный кабель, имеющий длину до нескольких километров. В измерительном пульте производится вывод сигнала на регистратор для непрерывной записи его в функции глубины скважины. Запись показаний осуществляется в единицах мощности экспозиционной дозы излучения (МЭД), выраженных в А/кг или в мкР/ч.

В качестве детектора γ -квантов в основном используются сцинтилляционные счетчики. Как правило, каротажные диаграммы являются двухканальными и, кроме канала ГК, содержат еще один канал для одновременной записи еще одной диаграммы – ГГК, ГНК или НГК[7].

При выполнении ГК соблюдается оптимальная скорость движения скважинного прибора. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной интересующей исследователя мощности h показатели радиометра успели достичь максимальных значений $I_y^{пл}$. Скорость каротажа вычисляют, исходя из мощности пластов h в метрах и постоянной времени t_y в секундах по формуле:

$$v_{опт} = \frac{1800h}{t_y} \text{ м/час} \quad (2.11)$$

Интерпретация результатов ГК заключается в литологическом расчленении разреза, на основании различия горных пород по их радиоактивности. Однозначное расчленение по диаграммам ГК практически невозможно, поэтому следует использовать ГК в комплексе с другими видами каротажа (КС, ПС, АК, НГК и др.).

В нефтяных и газовых скважинах по каротажу ГК определяют глинистость коллекторов. На диаграммах ГК проводят одну линию, соответствующую глинам, другую – соответствующую чистым кварцевым песчаникам. Величину отклонения I_y от этих линий на исследуемом пласте считают линейно связанной с глинистостью коллектора. Однако, по мнению других источников:

$$\lg C_{гп} = a \cdot I_y - b \quad (2.12)$$

где a и b – постоянные, определенные на основе лабораторного анализа керн для каждого месторождения.

2.7 Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П)

Гамма-гамма-каротаж основан на облучении горных пород γ -квантами искусственного источника и измерении рассеянного γ -излучения. В плотностном гамма-гамма-каротаже изучают комптоновское рассеяние. Этот эффект наблюдается при высокой энергии γ -квантов, используются источники с энергии $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Величина измеряемого рассеянного гамма излучения с энергией более 0,5 МэВ будет определяться количеством электронов в единице объема среды N_e :

$$N_e = (z/A) \cdot N \cdot \delta \quad (2.13)$$

где z – заряд ядра; A – атомная масса; N – число Авогадро; δ – плотность среды. В горных породах, которые в основном представлены легкими элементами, $z/A \approx 0,5$, откуда $N_e = c \cdot \delta$, c – некоторая постоянная величина.

Поскольку $N_e \approx \delta$, показания ГГК-П будут зависеть лишь от плотности среды: чем больше плотность окружающей среды, тем меньше показания ГГК-П, и наоборот. Длина зонда ГГК-П 20-40 см[4].

Основная область применения ГГК-П нефтегазовые скважины. С помощью ГГК-П дифференцируют разрез скважин по плотности и определяют пористость коллектора. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы, масштаб которых уже изначально разбит в единицах плотности.

2.8 Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

Метод нейтронного гамма-каротажа является одним из ведущих в нефтегазовой отрасли. НГК применяется для расчленения разрезов скважин, выделения коллекторов, оценки пористости, выделения водонефтяного и газонефтяного контактов.

В НГК регистрируется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для получения этого излучения использует источник нейтронов. Также скважинный наряд включает в себя детектор гамма-излучения (рис. 2.7). За длину зонда L принимается расстояние между источником и детектором. В качестве источников нейтронов применяют обычно ампулы, куда входит порошкообразный бериллий и соль полония. Под воздействием α -частиц, испускаемых ядрами полония, происходит реакция и испускаются нейтроны.

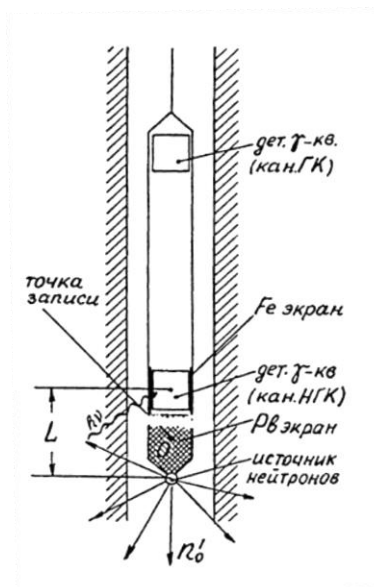


Рисунок 2.7 Конструкция скважинного прибора НГК[7]

Проникающая способность нейтронов очень велика, так как они не имеют электрического заряда. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны замедляются, теряют часть своей энергии. Большая часть кинетической энергии теряется при столкновении с ядрами легких нейтронов, в основном, водорода. После примерно 25 столкновений с ядрами водорода нейтроны замедляются до тепловых энергий и

диффундируют через породы, пока не будут захвачены ядрами других элементов. При захвате нейтронов испускаются γ -кванты, в результате образуется γ -излучение радиационного захвата. Часть этих γ -квантов фиксирует детектор в скважинном снаряде НГК. Кроме гамма-излучения (I_{ny}) будут фиксироваться и γ -кванты другого происхождения:

$$I = I_{ny} + I_y + I_\phi + I_{yy} \quad (2.14)$$

где I_y – естественное гамма-излучение пород;

I_ϕ – фоновое гамма-излучение источника нейтронов;

I_{yy} – гамма-излучение источника, претерпевшее комптоновское рассеяние в породах и обсадных трубах

Для выделения I_{ny} приходится уменьшать влияние остальных составляющих. Для уменьшения влияния I_y выбирают такой источник нейтронов, чтобы вызванное им гамма-излучение на порядок больше I_y или вычитают показания ГК из диаграмм НГК. Для уменьшения фонового излучения I_ϕ между источником и детектором располагают свинцовый экран. Для поглощения I_{yy} детектор излучения помещают в стальную гильзу.

Выделенная таким образом составляющая I_{ny} зависит в основном от содержания водорода в среде. Таким образом, метод НГК помогает определить количество водорода в горных породах, и тем самым дает возможность оценивать пористость пород. Также по диаграммам НГК можно выделять контакт минерализованных пластовых вод с нефтью, так как хлор в пластовых водах повышает интенсивность вторичного гамма-излучения[7].

Как ранее говорилось, метод НГК дифференцирует породы по содержанию водорода. Среди осадочных пород наибольшее количество водорода содержат глины в виде химически связанной и поровой воды. Поэтому глины представляют собой надежный базовый горизонт и выделяются самыми низкими значениями на диаграммах НГК. Самые же высокие значения регистрируются напротив плотных малопористых известняков, которые могут служить другим опорным горизонтом. Песчаники и пески отличаются более высокими значениями НГК чем глины, так как не содержат химически связанной воды. Среди гидрохимических осадков наименьшие значения у гипсов из-за содержания кристаллизационной воды, наибольшие ангидриты.

Наилучшие результаты получаются при совместной интерпретации НГК и других методов каротажа. Так, например, если в разрезе не различить глины и гипсы по НГК (имеют близкие значения НГК), то они легко различаются по диаграммам ГК или КС.

На рисунке 2.8 представлен пример расчленения упрощенного геологического разреза.

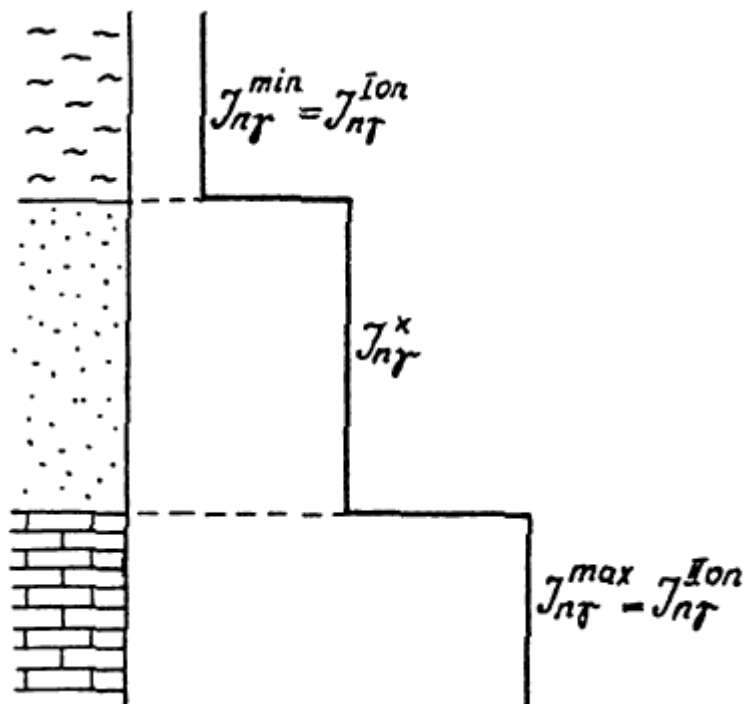


Рисунок 2.8 Пример расчленения упрощенного геологического разреза по НГК[7]

Контакты и мощности пластов в НГК определяются так же, как и в ГК, по правилу полумаксимума аномалии.

При определении пористости величина интенсивности, снятая против исследуемого пласта, непосредственно не используется. Происходит это из-за отсутствия строгой эталонировки радиометров и наличия сторонних излучений, которые очень трудно учесть полностью.

Поэтому интерпретацию проводят по относительной амплитуде аномалии НГК («двойной разностный параметр») для данного пласта

По относительной амплитуде аномалии НГК ΔJ определяют коэффициент пористости по номограмме $\Delta J = f(K_n)$ (рис. 2.9) или по рассчитанным для данного месторождения зависимостям.

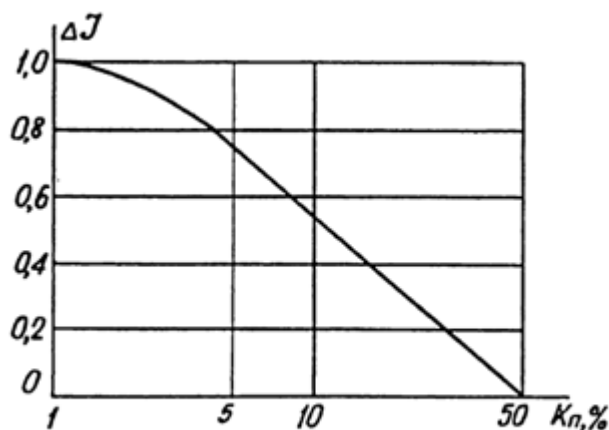


Рисунок 2.9. Номограмма для определения пористости по двойному разностному параметру НГК[7].

Метод НГК на Елгинском нефтяном месторождении использовался для расчленения разреза, выделения в нем водородосодержащих прослоев и определения пористости коллекторов. Замеры НГК и ГК проводились аппаратурой НГГМ с газоразрядными индикаторами ВС-9. и современными моделями РКС-3 (ЗМ0, СРК, РК-3, РК-5). Постоянная времени выбиралась в зависимости от дифференциации разреза и разрешающей способности аппаратуры: для ДРСТ-3; 6 сек; для НГГМ-12 и 18 сек. Масштабы записи кривых: ГК-1 и 5 мкР•см/ч; НГК-0,1 усл.ед./см; 0,4 усл.ед./см - 1 усл.ед. /см.

2.10 Кавернометрия

Кавернометрия заключается в измерении диаметра буровой скважины. Реальный диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового долота. В зонах хрупких пород диаметр скважины увеличивается, так как образуются каверны. Каверны также образуются в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения. Уменьшение диаметра наблюдается напротив проницаемых пластов. В них задавливается буровой раствор и из-за малого диаметра пор в пласт проникает только жидкая основа, а глина оседает на стенках скважины, уменьшая диаметр скважины.

Знание диаметра скважины нужно при количественной интерпретации результатов таких методов, как БК, КС, ГК, НГК и др., а также для литологического расчленения разреза.

Измерение диаметра скважин каверномерами проводилось по всему стволу скважины в М 1:500, в интервалах детальных исследований в М 1:200. На данном месторождении кавернометрия также используется для расчленения разреза в комплексе с другими методами.

3 МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

3.1 Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов

Для литологического расчленения терригенного разреза в большинстве случаев используют данные КС, ГК, ПС и кавернометрию (рис. 3.1).

Для глин характерны:

- высокие значения ПС
- высокие значения кривых ГК, вследствие радиоактивности глин.
- низкие значения сопротивления из-за присутствия минерализованной воды
- увеличение диаметра или сохранение в показаниях кавернометра из-за каверн (размытие глин)

- показания МПЗ и МГЗ равны

Для песков и песчаников:

- низкие значения ПС и ГК
- низкие значения КС при насыщении минерализованной водой, высокие значения при насыщении углеводородами
- уменьшение диаметра из-за образования глинистой корки
- сопротивление МПЗ > сопротивление МГЗ (разная глубина исследования)

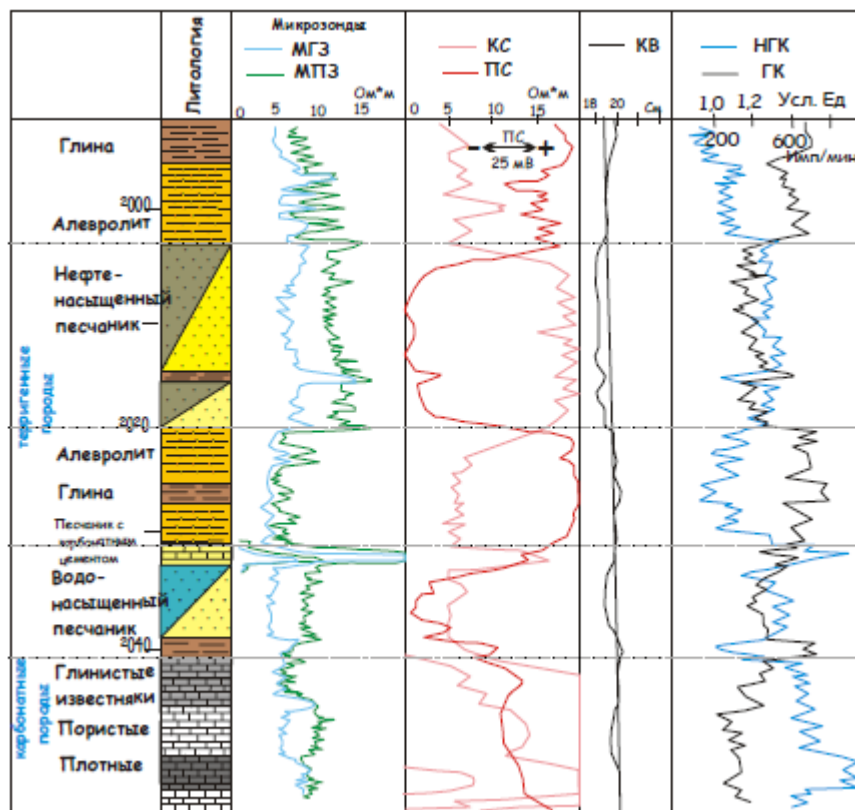


Рисунок 3.1 Пример литологического расчленения разреза по данным ГИС[6].

Основные свойства коллектора, отличающее его от вмещающих пород – это проницаемость, пористость и глинистость.

Выделение коллекторов любого типа проводится с использованием прямых качественных

признаков или количественных критериев.

Прямые качественные признаки являются наиболее надежным способом выделения коллекторов

Основные признаки для выделения терригенных коллекторов совпадают с признаками, которые мы используем для выделения песчаников:

- отрицательная аномалия ПС
- наличие положительного приращения (сопротивление МПЗ больше сопротивления МГЗ) на диаграмме микрозондов.
- сужение диаметра скважины, зафиксированные на кривой кавернометрии, за счет образования глинистой корки.
- водонасыщенные породы характеризуются меньшими показаниями кажущегося сопротивления, а нефте- и газонасыщенные высокими сопротивлениями.

- минимальные показания на диаграмме ГК. Исключение составляют случаи присутствия в скелете минералов, обладающих радиоактивными свойствами (монацит, глауконит и др.).

- средние показания на диаграмме НГК. Исключение составляют газоносные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах.

В общем случае выделение коллекторов по качественным признакам следует проводить по совокупности прямых признаков.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев носит статистический, а не детерминистический, как при использовании качественных признаков, характер. Если определение граничных значений выполнено методически верно на надежной петрофизической основе, то результаты выделения являются статистически достоверными.

В качестве количественных признаков используются полученные значения α ПС, двойной разностный параметр ГК.

Также используются в качестве количественных значений граничные значения коэффициентов пористости, проницаемости и глинистости.

3.2 Определение пористости

3.2.1 Определение пористости по ГГК-П

Объемная плотность δ линейно меняется при изменении общей пористости K_p пород и связана с K_p соотношением:

$$K_p = \frac{\delta_{ск} - \delta}{\delta_{ск} - \delta_{ж}} \quad (3.1)$$

где $\delta_{ск}$ - плотность скелета (минеральной матрицы) породы, $\delta_{ж}$ - плотность жидкости (флюида), заполняющей поровое пространство.

Как мы видим по формуле 3.1, для определения K_p , кроме измеряемого при ГГКп значения δ необходимо знание величин $\delta_{ж}$ и $\delta_{ск}$. В проницаемых породах значение $\delta_{ж}$ в зоне исследования ГГКп, глубинность которого не превышает 10 -15 см, определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) и обычно берется как 1,0 г/см³, если $\rho_o > 0,2$ Омм[8].

В случае мономинеральной породы плотность твердой фазы известна и равна для песчаника 2.65 г/см³, для известняка 2.71 г/см³, для доломита 2.85 г/см³, для ангидрита 2.95 г/см³.

В песчаниках верхнего девона кроме кварца присутствуют полевые шпаты, что приводит к увеличению плотности скелета породы. Поэтому при расчетах корректно будет брать $\delta_{ск}=2.7$.

Преимущества ГГКп по сравнению с другими методами ГИС состоят в слабом влиянии глинистости пород и структуры емкостного пространства на результаты определения Кп. Так как нет данных по керну, значения по пористости ГГКп будут браться как ориентир и использоваться для перехода по зависимостям к другим характеристикам коллектора.

3.2.2 Определение пористости по нейтронно-гамма каротажу.

В практике для определения пористости по данным НГК используют зависимость значения ΔJ – двойной разностный параметр от водосодержания пласта Кп – пористости по данным нейтронного каротажа. Двойной разностный параметр ΔJ вычисляется по формуле

$$\Delta J = \frac{J - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}} \quad (3.2)$$

В данной формуле показание J соответствует показаниям НГК против данного пласта, J_{\min} показания пласта с минимальными значениями и J_{\max} показания пласта с максимальными значениями[8].

Минимальным значениям обычно соответствуют показания против размытых глин. Максимальные показания НГК наблюдаются против плотных пористых пород.

Дальше используя зависимость двойного разного параметра от пористости мы получаем значение пористости Кп. В данном случае использовалась зависимость полученная для Ново-Елховского месторождения представленная в работе Тупицина А.М[12]. Ново-Елховское месторождение расположено в южной части Республики Татарстан. Относительно Елгинского нефтяного месторождения расположено на юго-западе.

3.3 Определение глинистости по данным гамма-каротажа (ГК).

По данным ГК в породах, как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью, определяют объемную глинистость $k_{гл}$ на основе относительной амплитуды интенсивности гамма излучения (иными словами, тот же двойной разностный параметр для ГК) (Рис.3.2), которая вычисляется по формуле:

$$I_{GR} = (GR_{\log} - GR_{\min}) / (GR_{\max} - GR_{\min}) \quad (3.3)$$

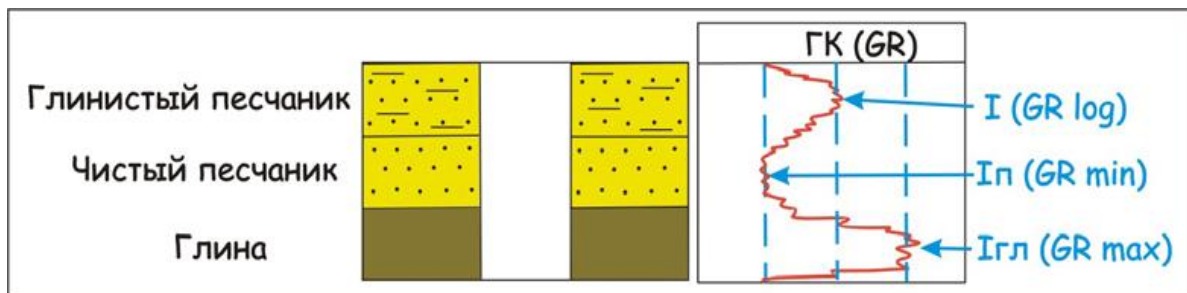


Рисунок 3.2 Схема получения значений для формулы 3.3[6]

Параметр I_{GR} также обозначается как $\alpha_{ГК}$.

В упрощенном виде, если нет эмпирической зависимости, полученной по лабораторному исследованию керна, можно принять, что вычисленная I_{GR} и есть коэффициент глинистости $k_{гл}$.

3.4 Определение коэффициента абсолютной проницаемости

Определение коэффициента абсолютной проницаемости $K_{пр}$ проводится на основе петрофизических зависимостей $K_{пр}$ от коэффициента пористости K_p по данным исследования керна. Петрофизические зависимости для Елгинского нефтяного месторождения мне не были предоставлены. В связи с этим я использовал зависимость $K_{пр}$ от K_p полученную для терригенных пластов Ново-Елховского нефтяного месторождения[12]. Эта зависимость выглядит следующим образом:

$$K_{пр} = 0.2076 \cdot \exp(0.4024 \cdot K_p) \quad (3.4)$$

В качестве значения K_p были приняты значения, полученные по данным ГК-П.

3.5 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

В нефтегазонасыщенных коллекторах всегда присутствует некоторое количество пластовой воды, поэтому эти коллекторы обладают электрическим сопротивлением. Определение нефтенасыщенности коллекторов основано на том, что электрическое сопротивление коллектора возрастает с увеличением количества нефти или газа в его поровом пространстве.

В насыщенном пласте очевидно, что $K_v + K_{нг} = 1$, т.е. $K_{нг} = 1 - K_v$.

Определение коэффициентов нефтенасыщенности K_n пород-коллекторов реализуется по данным исследования керна и ГИС. Основным уравнением для расчета водонасыщенности является уравнение Арчи-Дахнова[8]:

$$K_{нг} = 1 - K_v = \left(\frac{a * b * \rho_v}{K_p^m * \rho_n} \right)^{1/n} \quad (3.5)$$

Где ρ_v - удельное сопротивление пластовой воды; ρ_n - удельное сопротивление породы; K_p – пористость; a , b , m , n – коэффициенты, полученные в результате экспериментальных исследований петрофизических зависимостей $R_p - K_p$ и $R_n - K_v$.

Коэффициенты a , b , m , n и значение ρ_v были взяты из работы Тупицина А.М.[12], полученные для Ново-Елховского месторождения, которая расположена рядом с Елгинским нефтяным месторождением. Значение ρ_n берется по данным электрического каротажа. В данной работе берутся значения данных КС. В качестве K_p использовался коэффициент пористости, полученный по методу ГГК-П.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА ЕЛГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В данной работе я рассмотрел комплекс методов каротажа, применяемый на Елгинском нефтяном месторождении. Применяя методику, которая была рассмотрена выше, было проведено литологическое расчленение разреза и выделение участков, которые продуктивны в других частях месторождения. По скважинам № 4, 5, 6 выполнена корреляция разрезов. Были выделены коллекторы и оценены их основные параметры.

Работа была осложнена отсутствием данных по керну и рассчитанных петрофизических зависимостей по этим скважинам. Поэтому, приходилось ориентироваться только на данные по проведенному комплексу каротажа и на значения, полученные по другим скважинам на данном месторождении. При оценке параметров использованы общепринятые эмпирические формулы и петрофизические зависимости, рассчитанные для аналогичных продуктивных пластов на соседних месторождениях (в частности Ново-Елховское и Ромашкинское месторождения).

Разведочные скважины № 4, 5, 6 расположены на Миловском поднятии в южной части Елгинского лицензионного участка (рис. 4.1). Пробурены в 2010 году. Глубина скважин достигает почти 1900 м.



Рисунок 4.1 Карта перспективных участков, выделенных по дистанционным методам исследования, где показаны расположение скважин 4,5,6. Масштаб 1 : 50000

По результатам интерпретации ГИС и исследованию керна в скважины №8 на Миловском поднятии обнаружены нефтепроявления в пластах-коллекторах пашийского (Д₁), тиманского (Д₀) и бобриковского горизонтов (Сбр). В связи с этим именно эти участки в скважинах № 4, 5, 6 были выбраны для изучения и интерпретации по данным ГИС.

Также был проведен анализ результатов исследования керна и результатов интерпретации ГИС пластов Д₁ и Д₀ в других скважинах Елгинского нефтяного месторождения. Сравнение результатов показывает хорошую корреляцию между значениями коэффициента пористости полученных по керну и ГИС. Значения коэффициентов проницаемости и нефтенасыщенности также коррелирует между собой, хотя значения, полученные по ГИС, имеют большой разброс (Таблица 4.1).

Таблица 4.1

Результаты исследования керна и интерпретации ГИС в других скважинах
Елгинского месторождения

	Кп по ГИС %	Кп ср. по керну, %	Кпр по ГИС, мкм ²	Кпр ср. по керну, мкм ²	Кнн по ГИС, %	Кнн по ср. керну, %
Д ₁ (пашийский)	14-24	19	0,0353 -1,2476	0.468	54-95	89
Д ₀ (тиманский)	13-23	19	0,0314 -0,673	0,468	51-93	89

4.1 Выделение коллекторов

Коллекторы в скважине №4 выделены по ряду качественных и количественных признаков. Выделение коллекторов по качественным признакам выполнено по данным кавернометрии, ГК, ПС, КС, НГК и по разности показаний микрозондов.

В качестве количественных критериев были использованы параметры α ПС и коэффициент глинистости, вычисленный по ГК.

Значение Кгк вычислено по методике, которая была рассмотрена в предыдущей главе. Было выделено 2 интервала в верхнедевонских терригенных отложениях, которые являются коллекторами:

- 1) Д₀ в интервале глубин 1656.8-1659.4 м.
- 2) Д₁ в интервале глубин 1668.3-1689.2 м.

В интервалах есть глинистые прослои, но они не прослеживаются в скважинах №5 и №6, поэтому будет целесообразно не разделять их на отдельные пласты.

Пласты Д₁ и Д₀ хорошо выделяются по каротажам ГК, ПС, кавернометрии и по положительному расхождению показаний МПЗ и МГЗ (рис 4.2).

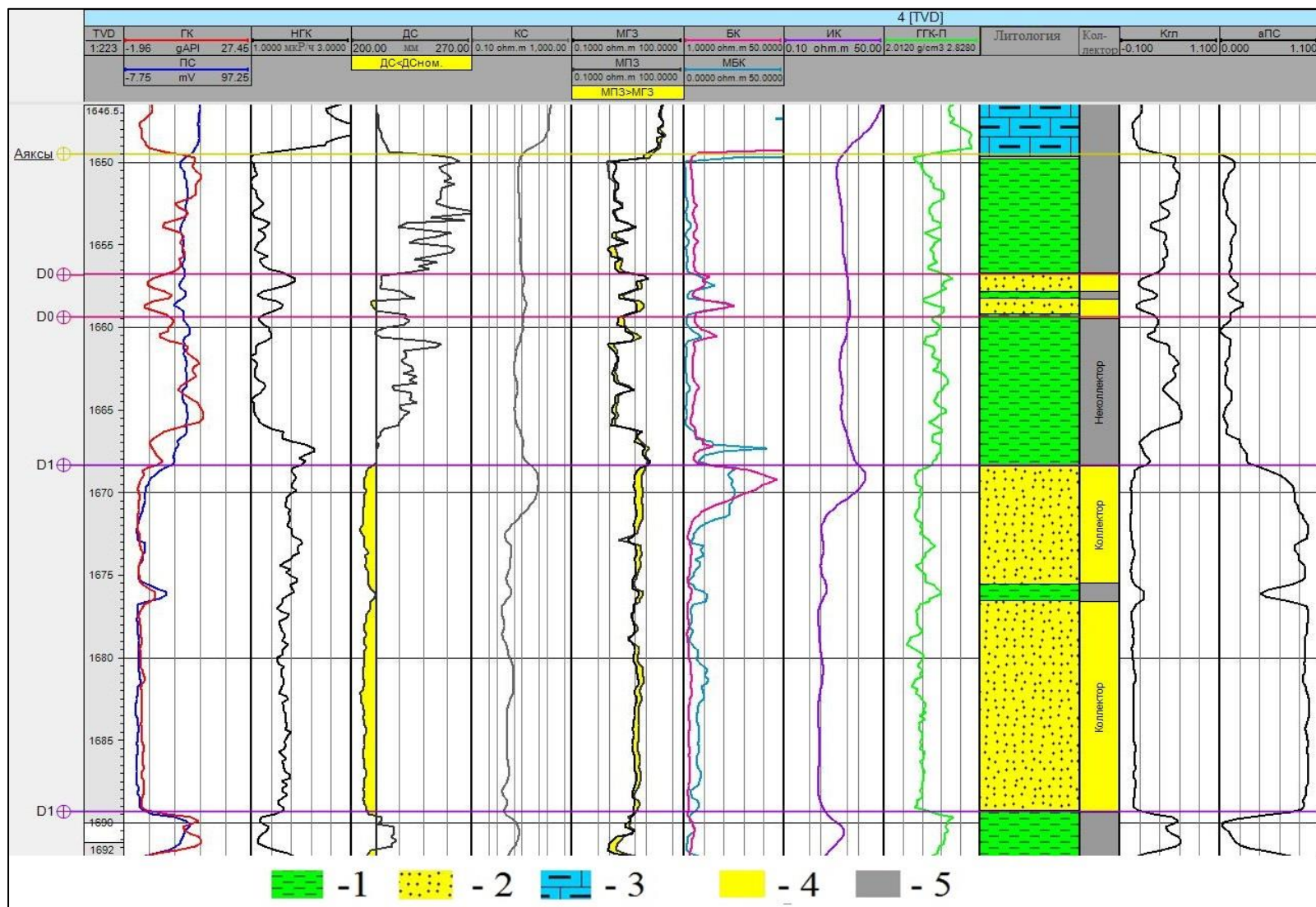


Рисунок 4.2 Выделение коллекторов в верхнедевонских терригенных отложениях по данным ГИС в скважине №4.

1 – глина, 2 – песчаник, 3 – глинистый плотный известняк, 4 – коллектор, 5 – неколлектор,

ДС – диаметр скважины, ДСном. – номинальный диаметр скважины, $10 \cdot g_{API} - 1$ мкР/ч.

Также было выделено два интервала (рис 4.2) в терригенно-карбонатных отложениях нижнекаменноугольного возраста:

- 1) В₁ в интервале глубин 1111.5-1114.5 м
- 2) Т₁ в интервале глубин 1126-1134.5 м

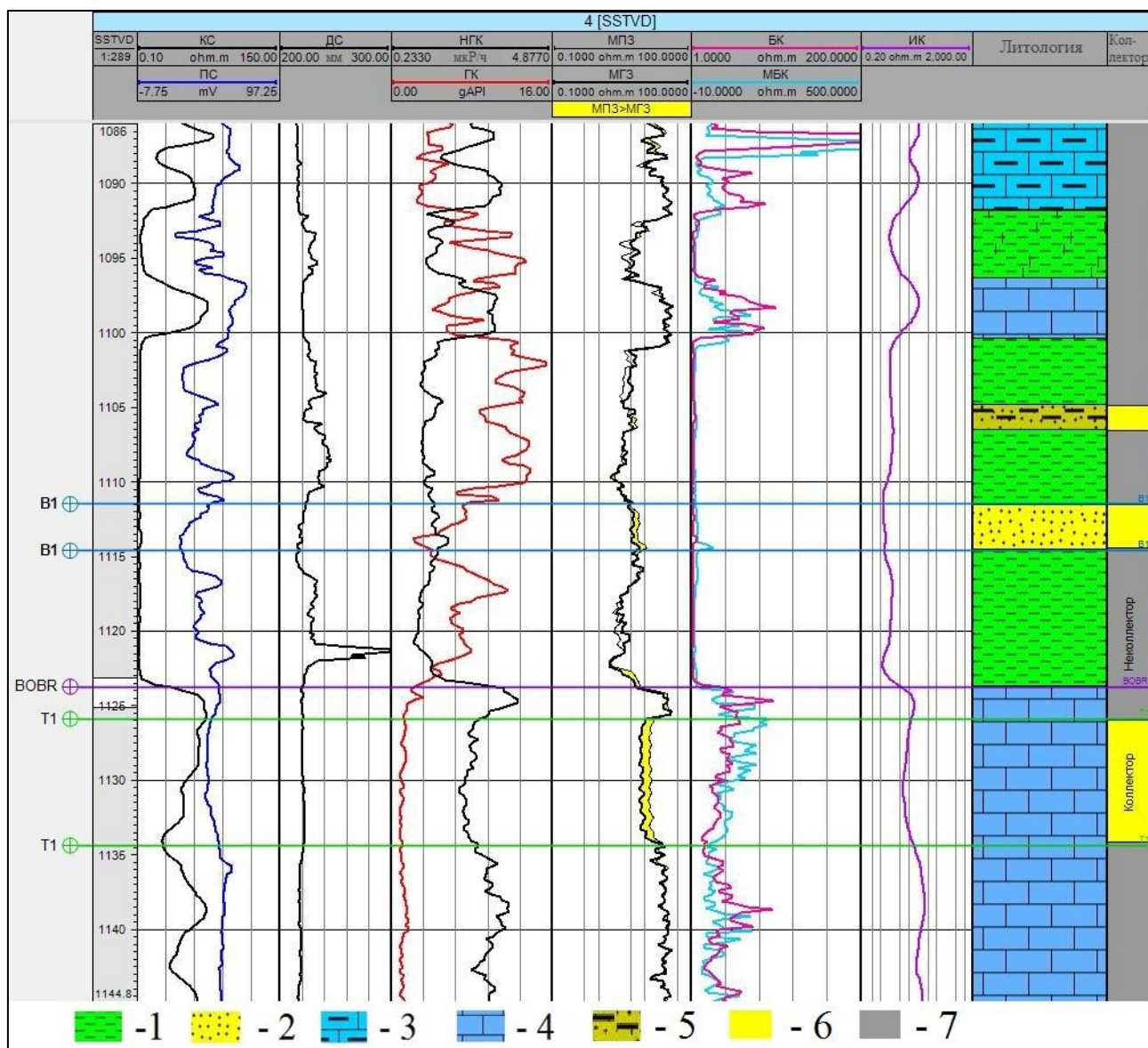


Рисунок 4.3 Выделение коллекторов в нижнекаменноугольных терригенно-карбонатных отложениях в скважине №4.

1 – глина, 2 – песчаник, 3 – глинистый плотный известняк, 4 – известняк,
 6 – коллектор, 5 – глинистый песчаник, 7 – неколлектор, ДС – диаметр скважины,
 $10 \cdot g_{API} - 1$ мкР/ч.

4.2 Определение глинистости

Глинистость определялась по данным метода ГК, по методике, которая описывалась в главе 3.3. По рисунку 4.4 видно, что пласт D_1 обладает меньшей глинистостью, чем пласт D_0 . Для пласта D_1 значения $K_{гл} \approx 0,05$, а для пласта D_0 $K_{гл} \approx 0,11$. Возможно, повышенные значения $K_{гл}$ пласта D_0 связаны с относительно небольшой мощностью, и в связи с этим влиянием на аномалию ГК вмещающих пород. Вероятно, оказывают влияние и глинистые прослои.

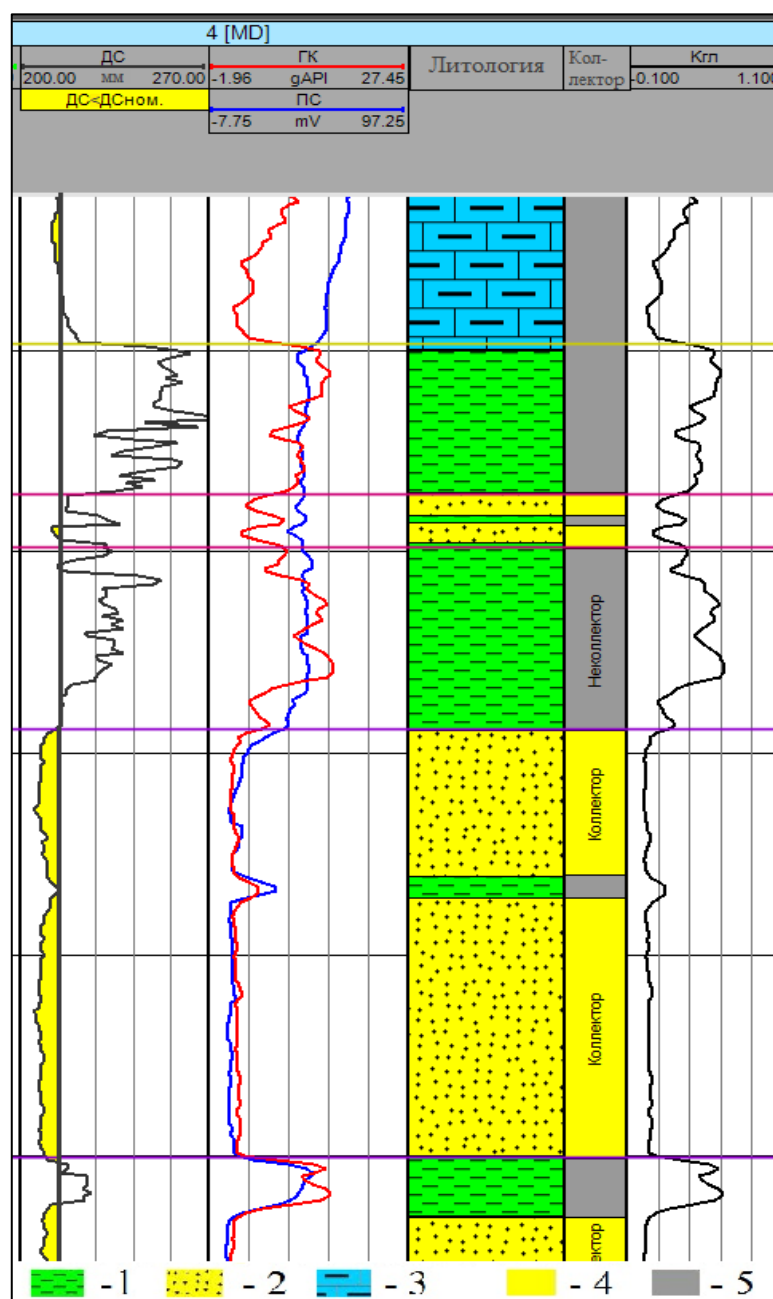


Рисунок 4.4 Результаты определения глинистости по данным ГК в скважине №4.

1 – глина, 2 – песчаник, 3 – глинистый плотный известняк, 4 – коллектор, 5 – неколлектор, ДС – диаметр скважины, ДСном – номинальный диаметр скважины,

$10 \cdot g_{API} - 1$ мкР/ч

4.3 Определение пористости

Пористость была определена мной по двум методам каротажа: НГК и ГГК-П. Для определения пористости данным плотностного каротажа использовалась методика описанная в главе 3.2. Значение плотности скелета $\delta_{ск}$ было принято равным $2,7 \text{ г/см}^3$. Это связано с тем, что для кварцевых песчаников плотность скелета равна $2,65 \text{ г/см}^3$, а в минеральном составе песчаников пашийского и кыновского горизонтов присутствуют минералы калиевого полевого шпата, что способствует увеличению плотности скелета породы. Плотность жидкости $\delta_{ж}$ равна 1 г/см^3 . Поэтому формула определения коэффициента пористости по плотностному каротажу приняла следующий вид:

$$K_p = \frac{2,7 - \delta}{2,7 - 1}$$

где δ – плотность по показанию ГГК-П.

Для определения пористости по НГК сначала был определен двойной разностный параметр НГК по формуле 3.2

Дальше используя зависимость $K_p = 0.332 \cdot \exp(-3.32 \cdot \Delta J)$, рассчитанную для Ново-Елховского месторождения [12], я был рассчитан коэффициент пористости. Полученные кривые представлены на рисунке 4.5.

Наблюдаем, что коэффициент пористости, полученный по данным НГК, дал заниженные значения по сравнению с результатами, полученными по данным плотностного каротажа. Полученные значения по пластам D_1 и D_0 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Результаты оценки коэффициента глинистости и пористости в скважине 4

	К_{гл}, %	К_п-ГГК-п, %	К_п-НГК, %
D_1 (пашийский)	4-7	18-22	13-18
D_0 (тиманский)	10-13	7-18	12-17

Для расчета коэффициента проницаемости и коэффициента нефтенасыщенности я использовал значения K_p полученные данным ГГК-П. Это связано с тем, что ГГК-П дает обычно более достоверные результаты. К тому же, для расчета K_p по НГК использовалась зависимость для соседнего месторождения, которая может не совсем подходить для Елгинского нефтяного месторождения.

4.4 Определение абсолютной проницаемости

Определение коэффициента проницаемости поведилась с использованием зависимости от K_p (рис. 4.6), которая рассчитана для Ново-Елховского месторождения [12]. Зависимость выглядит следующим образом

$$K_{пр} = 0.2076 * \text{Exp}(0.4024 * K_{пГГК})$$

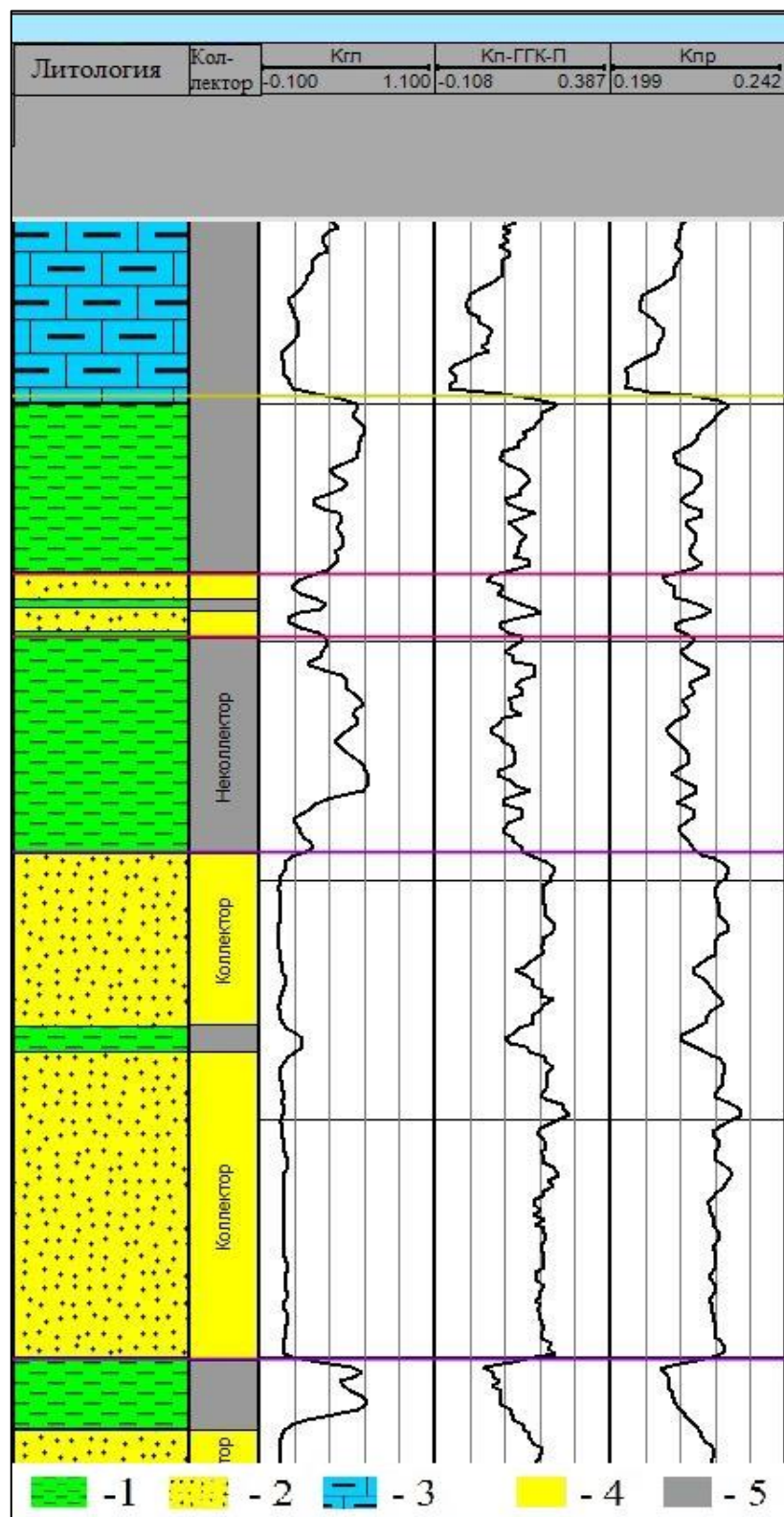


Рисунок 4.6 Результат определения коэффициента абсолютной проницаемости в скважине №4. карбонатных отложениях в скважине №4.

1 – глина, 2 – песчаник, 3 – глинистый плотный известняк, 4 – коллектор, 5 – неколлектор

Полученные значения для пласта Д₁ варьируют от 0,219 мкм² до 0,231 мкм². Для пласта Д₀ значения варьируют от 0,211 до 0,220 мкм². По анализу результатов исследований керна и интерпретации данных ГИС значения проницаемости в пределах Елгинского нефтяного месторождения варьируют от 0,03 до 1,25 мкм². Полученные результаты можно считать приемлемыми.

4.5 Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности К_{нн} в интервале коллекторов определялся согласно формуле Арчи-Дахнова, которая была представлена в главе 3.5. Коэффициенты, входящие в эту формулу, равны значениям, представленным в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Коэффициенты для вычисления К_{нн} по формуле Арчи-Дахнова

n	m	a	b	УЭС пласт. воды
2.08	1.74	1	1	0.45

Коэффициенты получены из зависимостей параметра пористости от коэффициента пористости $P=f(K_p)$ и параметра насыщения от коэффициента водонасыщения $P_n=f(K_v)$ (рис 4.7). Данные зависимости построены по исследованию керна из пласта Д₁ Ромашкинского месторождения [1].

Результаты определения коэффициента нефтенасыщенности представлены на рисунке 4.8.

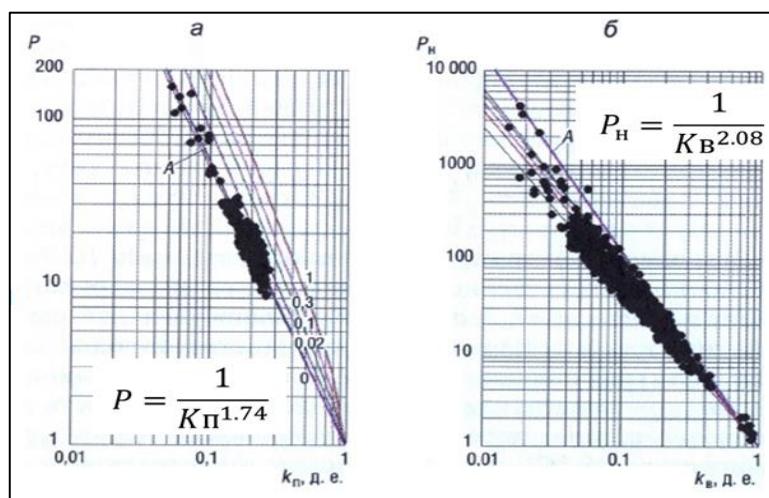


Рисунок 4.7 Зависимости $P=f(K_p)$ и $P_n=f(K_v)$, построенные по исследованию керна для пласта Д₁ Ромашкинского месторождения (Афанасьев, 2008)

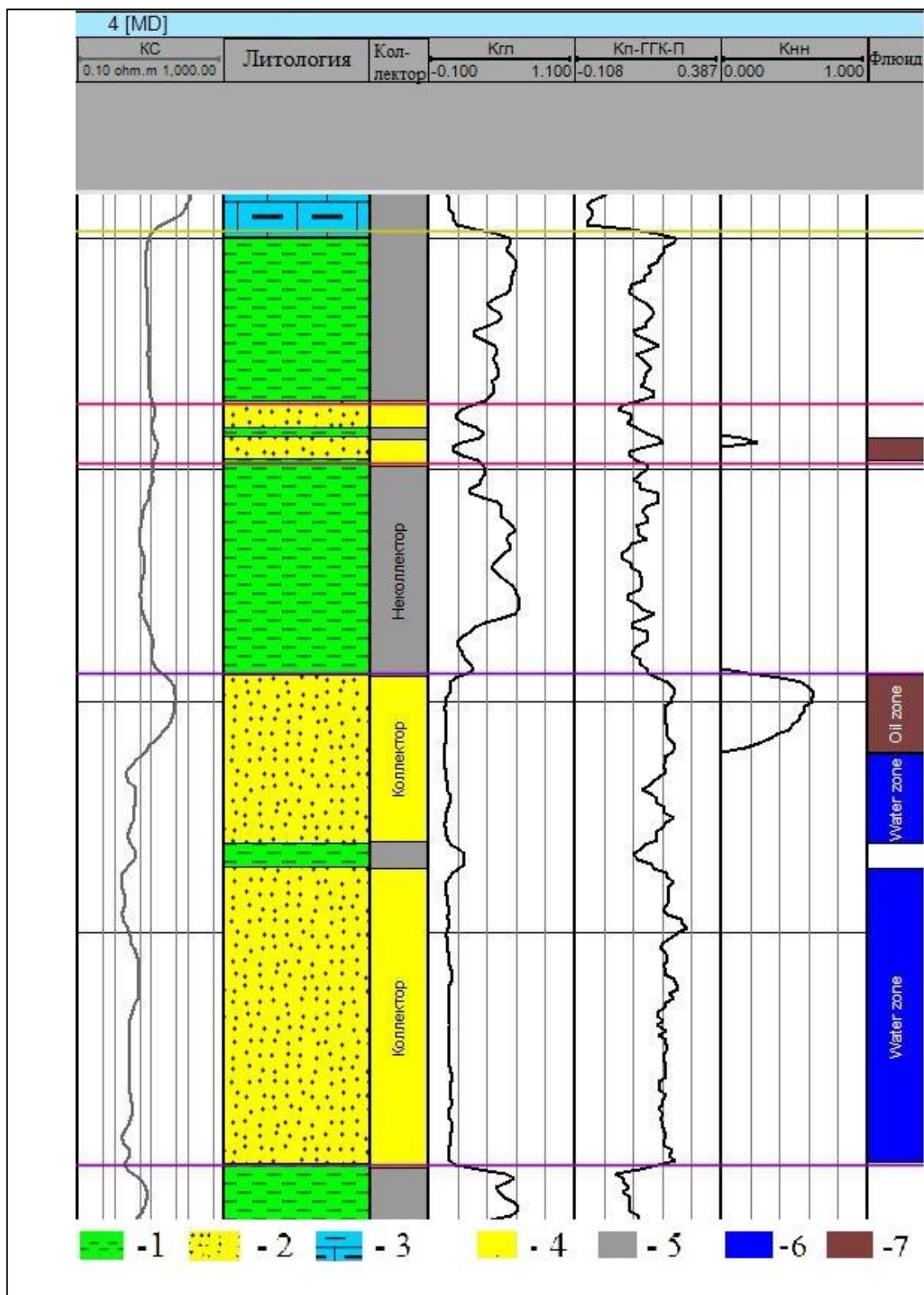


Рисунок 4.8 Результаты определения коэффициента нефтенасыщенности в пластах-коллекторах Д₁ и Д₀.

1 – глина, 2 – песчаник, 3 – глинистый плотный известняк, 4 – коллектор, 5 – неколлектор, 6 – вода, 7 - нефть

В результате было получено два нефтенасыщенных интервала с разной степенью нефтенасыщения. В верхней части пласта-коллектора D_1 коэффициент нефтенасыщения K_{nn} достигает 62%. Пласт D_0 , как видим из рисунка, слабо насыщен нефтью и K_{nn} достигает 25%.

4.6 Межскважинная корреляция

Межскважинная корреляция проводилась вдоль профиля, проходящего через скважины № 4, 5 и 6 (рисунок 4.1)

Между скважинами корреляция проводилась по методам ПС, ГК, БК и микрозондов. Результаты проведенной корреляции представлены на рисунке 4.9

Во всех скважинах хорошо прослеживается репер «аяксы». Он хорошо отбивается всеми видами электрического каротажа. Пласты D_0 и D_1 также хорошо отбиваются на всех скважинах и даже увеличивают свою мощность в скважинах № 5 и 6. Также в скважинах № 5 и 6 исчезают прослой глины в пластах коллекторах, которые хорошо прослеживались в скважине № 4, что говорит о правильности решения не расчленять эти пласты на несколько пластов.

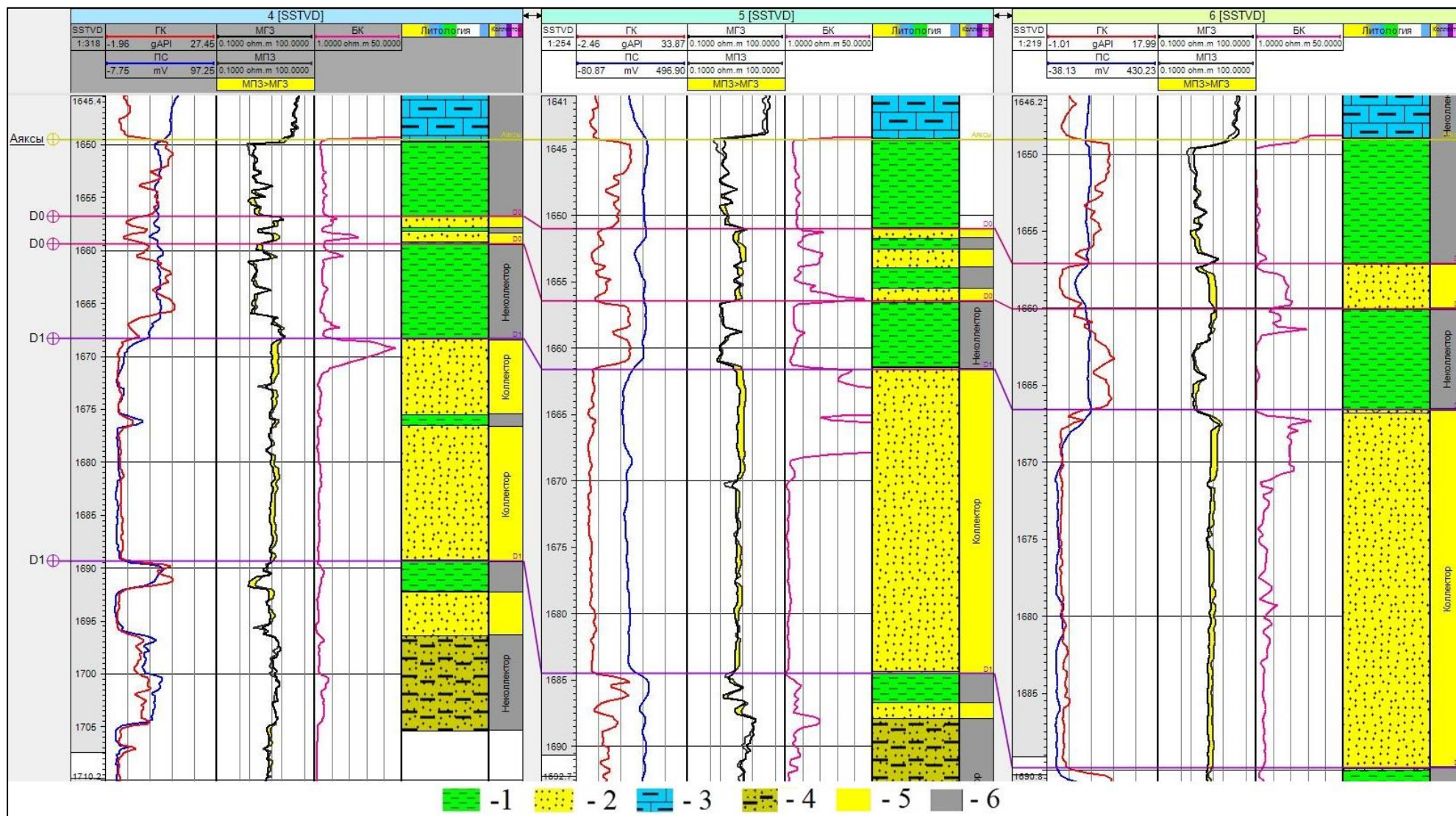


Рисунок 4.9 Результаты корреляции по скважинам № 4,5,6

1 – глина, 2 – песчаник, 3 – глинистый плотный известняк, 4 – глинистый песчаник, 5 – коллектор, 6 – неколлектор

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа на Елгинском нефтяном месторождении (Татарстан). Приведены сведения о геологическом строении месторождения и Талинской площади и особенностях коллекторов.

Рассмотрен комплекс каротажа, применяемый на Талинской площади. Комплекс включает методы КС, ПС, БК, ИК, МБК, ГК, , НГК, микрокартаж и кавернометрия. Помимо указанного комплекса в некоторых скважинах применялись методы ГГК-П. Приведено описание методик использования данных комплекса каротажа для решения задач изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов.

На основании использования рассмотренных методик выполнена интерпретация данных каротажа по скважинам месторождения в программном комплексе Petrel 2013 с использованием петрофизической информации по данным исследования кернового материала. Приведен пример выделения коллектора по данным комплекса методов, а также по количественным критериям $\alpha_{гк}$ и $\alpha_{пс}$. В результате было выделено 2 интервала коллекторов. При расчленении терригенных коллекторов порового типа наиболее информативными оказались методы ГК, ПС, БК, МПЗ, МГЗ и кавернометрия. Использование данного комплекса при исследовании в схожих геологических условиях будет оправдано.

При определении коэффициента пористости наиболее надежные результаты получены с использованием данных ГГК-П. Значения K_p , полученные по данным ГГК-П были использованы для подсчета коэффициента проницаемости и коэффициента нефтенасыщенности.

Было выделено два продуктивных пласта с разной степенью нефтенасыщения.

Пласт Д₁ можно определить как главный объект для освоения. Этот пласт имеет хорошую эффективную мощность и высокие значения нефтенасыщения.

Также была проведена межскважинная корреляция между скважинами 4, 5, 6. Пласты-коллекторы, выделенные в скважине № 4, прослеживаются во всех трех скважинах и даже увеличивают свою мощность.

Выражается благодарность за помощь в написании данной работы Сараеву Александру Карповичу (научный руководитель, к.г.-м.н., доцент СПбГУ), Войтенко Вячеславу Николаевичу (научный руководитель, к.г.-м.н., доцент СПбГУ), Петровой Юлии Эдуардовне (к.г.-м.н., доцент СПбГУ), Анташук Ксении Михайловне (главный специалист, СПбГУ).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Афанасьев В.С., Тер-Степанов В.В. Методика интерпретации данных ГИС для определения геологической неоднородности продуктивных песчано-алеврито-глинистых пород девона Ромашкинского месторождения // Каротажник. – 2009. - №3. – С. 92-112.
2. Батыева С.Г. Географическая характеристика административных районов Татарской АССР. Казань: Изд-во КГУ, 1978.
3. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. – Казань: изд-во Казан. ун-та, 2003. – 132 с.
4. Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П. Геофизические методы разведки и исследований скважин: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1991. – 304 с.
5. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин. Учеб. Пособие. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. – 464 с.
6. Подборонов Д.А., Тарасов С.В. Краткое пособие по интерпретации основных методов геофизических исследований скважин и их сопоставление с зарубежными аналогами. ОАО “ТНК-ВР”, ОАО “Саратовнефтегаз”, Департамент геологии и разработки. Саратов, 2005 г. – 43 с.
7. Сковордников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. – Екатеринбург: УГГГА, 2003. – 294 с.
8. Создание петрофизической модели и методики интерпретации геофизических исследований скважин, методические указания компании, с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 10.12.2014 г. № 641, введенными в ОАО «РН-Няганьнефтегаз» приказом от 16.12.2014г. № 1372. ОАО «Роснефть», Москва, 2010 г. – 72 с.

Фондовая литература

9. Булгаков В.Ю., Маминев П.М. и др. «Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 3D на участке Елгинского нефтяного месторождения. Книга 1, 2. ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, 2008.
10. Драгунов А.А. Мних В.Н. и др. Отчет по теме «Дистанционные исследования для выявления и обоснования нефтеперспективных объектов в пределах Елгинского и Винокуровского лицензионных участков ОАО «Татнефтеотдача». Казань, 2011.

11. Емельянова Г.Г., Лиходедова С.А., Марченко И.Р. и др. Отчет по договору 3, 4/95. Технологическая схема разработки Елгинского нефтяного месторождения. «ТатНИПИнефть», Бугульма, 1996.

12. Тупицын А.М. Извлечение вязкой нефти из сложно-построенных залежей комплексными технологиями вытеснения: дис.... канд. тех. наук: 25.00.17. – Бугульма, 2017. – 121 с.